

**FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO**



**FEUP**

# **Gestão Sustentável da Procura**

**Alexandre dos Santos Dias**

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrónica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Professora Doutora Maria Teresa Costa Pereira da Silva Ponce de Leão

Julho de 2009



# **Gestão Sustentável da Procura**

**Alexandre dos Santos Dias**

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrónica e de Computadores  
Major Energia

Aprovado em provas públicas pelo Júri:

Presidente: Professor Doutor Artur Manuel de Figueiredo Fernandes e Costa

Arguente: Professor Doutor Custódio João Pais Dias

15 de Julho de 2009



# Resumo

As actuais preocupações ambientais são hoje um tema muito presente no nosso dia-a-dia. A verdade é que se atingiram níveis de poluição para além do admissível e o homem tem de reagir. Porém, as preocupações ambientais não são as únicas, as fontes de combustíveis fósseis estão a esgotar quando os consumos têm tendências em aumentar. A combinação destes factores todos só demonstra que o mundo está prestes a atravessar uma fase crítica e tem de reagir. A solução apontada está neste momento nas energias renováveis. Portugal com os óptimos recursos que possui não pode deixar fugir esta oportunidade e tem de agarrá-la com as duas mãos. Aproveitar os recursos sim, mas não de qualquer forma. É necessário gerir de forma adequada e inteligente os recursos caminhando assim para a sustentabilidade. É neste sentido que nasce o tema desta dissertação.

O presente documento teve por primeiro objectivo determinar o diagrama de cargas de uma urbanização conhecendo apenas uma quantidade muito reduzida de informações - a estrutura da mesma, ou seja, a quantidade de lotes e respectivas potências contratas.

Porém, apenas determinar um perfil para o diagrama de cargas não é suficiente para poder dizer como deve ser feita a alimentação do consumo, surgiu portanto, a necessidade de avaliar os recursos renováveis existentes face às tecnologias existentes desenvolvendo ferramentas adequadas à informação conhecida.

Conhecido o perfil de cargas e o potencial dos recursos desenvolveu-se uma metodologia cujo objectivo visa otimizar a combinação de três pontos: o consumo, a produção de energia renovável e a energia proveniente da rede. Para isso, aproveitou-se a filosofia existente nas metaheurísticas para desenvolver uma ferramenta adequada ao pretendido.

Por último verificou-se a importância da utilização das energias renováveis através de factores económicos, mostrando que o caminho para o desenvolvimento sustentável passa pelo aproveitamento dos recursos renováveis.

## **Palavras-chave:**

Desenvolvimento sustentável, diagramas de carga, sistemas híbridos, metaheurísticas, optimização e algoritmos evolucionários



# Abstract

*Current environmental concerns are now very present in our day-to-day life. The truth is that pollution is beyond the permissible level and mankind has to react. However, environmental concerns are not the only ones; sources of fossil fuels are exhausting because consumption tends to increase. The combination of all these factors just shows that the world is about to cross a critical stage and must react. One of suggested solutions is the deep exploitation of renewable energies. Portugal has great renewable resources and cannot let this opportunity get away seizing it with both hands.*

*Nevertheless this opportunity has to be explored in the adequate way that is intelligently manage the resources towards sustainability. This is why the theme of this dissertation was born.*

*The First objective of this essay is to determine the load diagram of an urbanization from available data which is scarce as we are planning. Only a very small amount of information - the structure of the same, meaning, the number of lots and their electric power contracts is known.*

*However, determining only one profile of the load diagram, is not enough to say how the power consumption should be done, therefore, the necessity to evaluate the existing renewable resources against existing technologies, developing tools appropriate to the information known.*

*With the profile of loads and the potential of the resources known, a methodology has been developed whose objective is to optimize the combination of three points: consumption, production of renewable energy and energy from the network. For that, the philosophy found in metaheuristics was used to develop a tool appropriate to the result desired.*

*Finally there was the importance of renewable energies through economic factors, showing that the road to sustainable development includes taking advantage of renewable resources.*

## **keywords:**

*Sustainable development, load diagram, hybrid systems, Metaheuristics, optimization and evolutionary algorithms*





# Agradecimentos

Gostaria de agradecer a todos que de algum modo estiveram ligados a elaboração deste trabalho.

A Prof. Doutora Teresa Ponce Leão pelo seu apoio, ajuda e disponibilidade que me proporcionou ao longo desta dissertação.

Ao Engenheiro Diogo Tavares pela sua amizade e apoio que me deu na revisão do presente documento.

Não posso dispensar de agradecer aos meus colegas que se tornaram meus amigos, pelo companheirismo, ajuda, força e motivação ao longo do meu percurso académico.

A minha irmã Laetícia e mais recentemente ao Tiago pela sua amizade, compreensão transmitida ao longo da minha vida.

Quero também agradecer ao Daniel e ao Nuno pela grande amizade compartilhada, pela sincera compreensão e pelas suas presenças nos piores e melhores momentos.

Agradeço também, de forma muito especial, a Diana pelo carinho, apoio e ajuda ao longo de todos os momentos desta dissertação.

E porque os últimos são sempre os primeiros, quero agradecer de uma forma especial aos meus pais a quem devo tudo. O meu muito obrigado pelo vosso sacrifícios, carinho, amor e atenção. Sem vocês nada seria possível.

Alexandre dos Santos Dias



*“A mente que se abre a uma nova ideia jamais voltará ao seu tamanho original”*

Albert Einstein



# Conteúdo

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introdução</b>   | <b>1</b>  |
| 1.1      | Enquadramento Geral . . . . .                                     | 1         |
| 1.1.1    | Preocupações Ambientais . . . . .                                 | 1         |
| 1.1.2    | Panorama da situação energética . . . . .                         | 2         |
| 1.1.3    | Sustentabilidade . . . . .  | 2         |
| 1.1.4    | Conclusões . . . . .  | 3         |
| 1.2      | Motivação . . . . .   | 4         |
| 1.3      | Objectivos . . . . .  | 5         |
| 1.4      | Estrutura da Dissertação . . . . .                                | 5         |
| <b>2</b> | <b>A Urbanização</b>  | <b>7</b>  |
| 2.1      | Local de estudo . . . . .   | 7         |
| 2.2      | Constituição . . . . .  | 8         |
| 2.2.1    | Potências . . . . .   | 8         |
| 2.2.2    | Recursos Existentes . . . . .                                     | 9         |
| 2.3      | Conclusões . . . . .  | 11        |
| <b>3</b> | <b>Diagrama de Cargas</b>   | <b>13</b> |
| 3.1      | Considerações gerais . . . . .                                    | 13        |
| 3.1.1    | Coincidência do Comportamento do Diagrama de Cargas . . . . .     | 13        |
| 3.1.2    | Diagrama de Cargas por Classe de Consumidor . . . . .             | 14        |
| 3.2      | Modelização da Carga . . . . .                                    | 15        |
| 3.2.1    | Estratégia Principal . . . . .                                    | 15        |
| 3.2.2    | Sub-Estratégia para obtenção do Diagrama de Cargas em BTN . .     | 16        |
| 3.2.3    | Sub-Estratégia para obtenção do Diagrama de Cargas em BTE . .     | 19        |
| 3.2.4    | Aplicação da estratégia principal para obter o diagrama de cargas | 21        |
| 3.3      | Ferramenta desenvolvida . . . . .                                 | 22        |
| 3.3.1    | Folha de Dados . . . . .  | 23        |
| 3.3.2    | Folha de Perfis . . . . .   | 23        |
| 3.3.3    | Folha de Parâmetros . . . . .                                     | 24        |
| 3.3.4    | As três folhas de cálculos . . . . .                              | 24        |
| 3.3.5    | Folha Diagrama de Cargas Final . . . . .                          | 26        |
| <b>4</b> | <b>Produção Renovável</b>   | <b>29</b> |
| 4.1      | Produção Fotovoltaica . . . . .                                   | 29        |
| 4.1.1    | Introdução . . . . .  | 29        |
| 4.1.2    | Radiação solar incidente numa superfície . . . . .                | 30        |

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| 4.1.3    | Modelo do gerador fotovoltaico . . . . .  | 33        |
| 4.1.4    | Metodologia de estimativa da produção fotovoltaica . . . . .                                      | 35        |
| 4.1.5    | Ferramenta desenvolvida . . . . .   | 35        |
| 4.2      | Produção Eólica . . . . .   | 40        |
| 4.2.1    | Introdução . . . . .  | 40        |
| 4.2.2    | Dados eólicos . . . . .   | 41        |
| 4.2.3    | Modelização do Aerogerador . . . . .  | 42        |
| 4.2.4    | Cálculo da produção eólica . . . . .  | 46        |
| 4.2.5    | Metodologia de estimativa da produção eólica . . . . .  | 46        |
| 4.2.6    | Ferramenta Desenvolvida . . . . .   | 46        |
| <b>5</b> | <b>Optimização e Metaheurísticas</b>  | <b>51</b> |
| 5.1      | Introdução as metaheurísticas . . . . .   | 51        |
| 5.2      | Metaheurísticas . . . . .   | 52        |
| 5.2.1    | Breve revisão à Optimização por Enxames de Partículas . . . . .                                   | 52        |
| 5.2.2    | Breve revisão as Estratégias de Evolução . . . . .  | 53        |
| 5.2.3    | Conceitos de Enxame de Partículas Evolucionários . . . . .  | 53        |
| 5.3      | Aplicação do algoritmo EPSO no dimensionamento de sistemas híbridos<br>Rede - FV/Eólico . . . . . | 56        |
| 5.3.1    | Introdução . . . . .  | 56        |
| 5.3.2    | Programa desenvolvido . . . . .   | 56        |
| 5.3.3    | Função de avaliação . . . . .   | 59        |
| 5.4      | Sumário . . . . .   | 67        |
| <b>6</b> | <b>Simulações e Resultados</b>  | <b>69</b> |
| 6.1      | Cenários . . . . .  | 69        |
| 6.2      | Diagrama de cargas . . . . .  | 70        |
| 6.2.1    | Cenário base . . . . .  | 70        |
| 6.2.2    | Cenários extremos . . . . .   | 73        |
| 6.2.3    | Conclusões . . . . .  | 75        |
| 6.3      | Produção Renovável . . . . .  | 75        |
| 6.3.1    | Produção Fotovoltaica . . . . .   | 76        |
| 6.3.2    | Produção Eólica . . . . .   | 77        |
| 6.4      | EPSO . . . . .  | 81        |
| 6.4.1    | Cenários . . . . .  | 82        |
| <b>7</b> | <b>Conclusões e trabalhos futuros</b>   | <b>89</b> |
| 7.1      | Conclusões . . . . .  | 89        |
| 7.2      | Trabalhos Futuros . . . . .   | 90        |
|          | <b>Referências</b>  | <b>91</b> |
| <b>A</b> | <b>Legenda dos diagramas de blocos</b>  | <b>95</b> |
| <b>B</b> | <b>Solar</b>  | <b>97</b> |
| B.1      | Índice de Claridade . . . . .   | 97        |

|          |  |            |
|----------|--|------------|
| <b>C</b> | <b>Eólica</b>  | <b>99</b>  |
| C.1      | Factor de Forma . . . . .                              | 99         |
| C.2      | HOMER . . . . .  | 100        |
| C.2.1    | Autocorrelação na velocidade do vento . . . . .        | 100        |
| C.2.2    | Influência da hora do dia . . . . .                    | 102        |
| C.2.3    | Tabelas . . . . .                                      | 102        |
| <b>D</b> | <b>Decreto Lei da Remuneração</b>                      | <b>105</b> |
| D.1      | Remuneração da PRE . . . . .                           | 105        |
| D.1.1    | Factor da Modulação Tarifária . . . . .                | 106        |
| D.1.2    | Cálculo da parcela fixa . . . . .                      | 106        |
| D.1.3    | Cálculo da parcela variável . . . . .                  | 107        |
| D.1.4    | Cálculo da parcela ambiental . . . . .                 | 107        |
| D.1.5    | Majoração ambiental (Z) . . . . .                      | 108        |
| D.2      | Período de Hora Legal . . . . .                        | 108        |
| D.2.1    | Horas de vazio, cheias e pontas . . . . .              | 108        |
| D.2.2    | Mudança da hora . . . . .                              | 109        |
| <b>E</b> | <b>Introdução à Matemática Financeira</b>              | <b>111</b> |
| E.1      | Juros . . . . .  | 111        |
| E.1.1    | Juro simples . . . . .                                 | 111        |
| E.1.2    | Juro composto . . . . .                                | 112        |
| E.2      | Rendas . . . . .                                       | 112        |
| E.3      | Resumo . . . . .                                       | 112        |
| E.4      | Taxas nominais e reais . . . . .                       | 112        |
| E.5      | Fluxos financeiros . . . . .                           | 113        |
| E.6      | Valor Actual Líquido (VAL) . . . . .                   | 114        |
| E.7      | Taxa interna de rendibilidade (TIR) . . . . .          | 114        |
| E.8      | Período de recuperação do investimento (PRI) . . . . . | 114        |
| <b>F</b> | <b>Resultados</b>                                      | <b>117</b> |
| F.1      | Cenários extremos . . . . .                            | 117        |





# Lista de Figuras

|      |  |    |
|------|--|----|
| 1.1  | Evolução do consumo de energia primária a nível mundial (em MTep) [1].                                       | 3  |
| 1.2  | Evolução do consumo de energia primária em Portugal (em kTep) [2] . .  | 3  |
| 1.3  | Dimensão ambiental, económica e social do desenvolvimento sustentável [3]                                    | 4  |
| 2.1  | Portugal e região do local de estudo . . . . .   | 7  |
| 2.2  | Gráfico de barras que ilustra os Recursos Solares. . . . .   | 10 |
| 2.3  | Velocidades médias mensais e anuais do local de estudo. . . . .  | 11 |
| 3.1  | Diagramas de cargas de 1 consumidor escolhido aleatoriamente [4]. . . .                                      | 13 |
| 3.2  | Evolução do diagramas de cargas com o número de consumidores [4]. . .  | 14 |
| 3.3  | Variação do Pico do consumo por consumidor com o número de consum-<br>idores [4]. . . . .                    | 14 |
| 3.4  | Diagramas de Cargas por Classe de Consumidor [4]. . . . .  | 15 |
| 3.5  | Fluxograma da Estratégia Principal para obter o Diagrama de Cargas Final                                     | 16 |
| 3.6  | Fluxograma da Estratégia para obter o perfil do Diagrama de Cargas em<br>BTN . . . . .                       | 17 |
| 3.7  | Sub-Estratégia para obter o perfil do Diagrama de Cargas em BTE. . . . .                                     | 20 |
| 3.8  | Relação entre a Potência Contratada ( $P_c \leq 20,7$ kVA) e o Consumo Médio<br>Anual . . . . .              | 21 |
| 3.9  | Relação entre a Potência Contratada ( $20,7$ kVA $< P_c \leq 41,4$ kVA) e o<br>Consumo Médio Anual . . . . . | 22 |
| 3.10 | Comparação das curvas reais com as curvas obtidas para os quatro tarifários.                                 | 22 |
| 3.11 | Folha de dados para a modelização da carga. . . . .  | 23 |
| 3.12 | Perfis relevantes para o projecto. . . . .   | 24 |
| 3.13 | Folha dos parâmetros da ferramenta de modelização da carga. . . . .  | 25 |
| 3.14 | Folha de Cálculo para obtenção do diagrama de cargas dos clientes BTN<br>Doméstico. . . . .                  | 25 |
| 3.15 | Folha de Cálculo para obtenção do diagrama de cargas dos clientes BTN<br>Comercial. . . . .                  | 26 |
| 3.16 | Folha de Cálculo para obtenção do diagrama de cargas dos clientes BTE. .                                     | 26 |
| 3.17 | Folha com os valores do consumo horário para um ano. . . . .   | 27 |
| 3.18 | Perfil obtido com o uso da ferramenta desenvolvida. . . . .  | 27 |
| 4.1  | Componentes da radiação solar . . . . .  | 30 |
| 4.2  | Ângulo entre o plano de equador e a direcção Sol-Terra - declinação [5] .                                    | 31 |
| 4.3  | Fluxograma do método adoptado para o cálculo da produção fotovoltaica  | 35 |

|      |   |    |
|------|---|----|
| 4.4  | Fluxograma do modelo que permite obter o rendimento do gerador fotovoltaico ( $\eta_{FV}^{final}$ ) . . . . . | 36 |
| 4.5  | Fluxograma da metodologia para o cálculo da radiação incidente no plano ( $h_t$ ) . . . . .                   | 37 |
| 4.6  | Folha de Dados do Excel do cálculo da produção fotovoltaica . . . . .   | 38 |
| 4.7  | Parametros necessários para cálculos. . . . .   | 38 |
| 4.8  | Folha dos cálculos . . . . .  | 39 |
| 4.9  | Valores médios mensais para interpretação rápida. . . . .   | 39 |
| 4.10 | Folha com os resultados finais. . . . .   | 40 |
| 4.11 | Diagrama obtido para o ano em $kW/m^2$ . . . . .  | 40 |
| 4.12 | Curvas características da potência (p.u.) em função do vento dos três aerogeradores . . . . .                 | 43 |
| 4.13 | Curvas reais e modelizadas das potências . . . . .  | 44 |
| 4.14 | Variação do factor de correcção $C_H$ com a altitude. . . . .   | 45 |
| 4.15 | Fluxograma da metodologia adaptada para o cálculo de produção eólica . . . . .                                | 47 |
| 4.16 | Folha "Dados Eolos2.0". . . . .   | 48 |
| 4.17 | Folha "Homer". . . . .  | 49 |
| 4.18 | Folha "Parâmetros". . . . .   | 49 |
| 4.19 | Folha "Cálculos". . . . .   | 49 |
| 4.20 | Diagrama obtido em $kW/AG$ . . . . .  | 50 |
| 5.1  | Comportamento das metaheurísticas [6]. . . . .  | 52 |
| 5.2  | Exemplo do movimento de uma partícula no EPSO [7] . . . . .   | 55 |
| 5.3  | Constituição duma partícula . . . . .   | 57 |
| 5.4  | Diagrama de bloco da metodologia adoptada para a resolução do problema. . . . .                               | 58 |
| 5.5  | Fluxograma do ciclo do abastecimento da energia . . . . .   | 64 |
| 5.6  | Evolução ao longo do tempo das diferentes energias, remunerações e custos. . . . .                            | 65 |
| 5.7  | Estrutura das Matrizes Utilizadas no EPSO e evolução. . . . .   | 67 |
| 6.1  | Diagrama de cargas final obtido. . . . .  | 73 |
| 6.2  | Influências do tipo de consumidor no diagrama de cargas. . . . .  | 74 |
| 6.3  | Potências e energia para a tecnologia silício monocristalino . . . . .  | 77 |
| 6.4  | Perfil diário dos ventos. . . . .   | 77 |
| 6.5  | Relação do vento entre a altura do anemómetro e do rotor. . . . .   | 78 |
| 6.6  | Perfil diário para cada mês obtido no HOMER. . . . .  | 79 |
| 6.7  | Velocidades do vento obtidas no HOMER. . . . .  | 80 |
| 6.8  | Comparação entre os ventos do EOLOS e os corrigidos . . . . .   | 80 |
| 6.9  | Perfil horário da potência por aerogerador. . . . .   | 81 |
| 6.10 | Evolução do valor da função objectivo para os cenários limites. . . . .                                       | 83 |
| 6.11 | Evolução do valor da função objectivo para o cenário de absorção nula. . . . .                                | 84 |
| 6.12 | Consumo, energia eólica e solar ao longo da vida do projecto. . . . .   | 85 |
| 6.13 | Evolução da função objectivo para o cenário normal. . . . .   | 85 |
| 6.14 | Fluxos de Caixa e respectivo resultado. . . . .   | 87 |
| 6.15 | Fluxo de caixa anual. . . . .   | 88 |
| 6.16 | CNE médio para um período de 20 anos. . . . .   | 88 |
| B.1  | Comparação do KT médio mensal . . . . .   | 98 |
| B.2  | Comparação do rendimento médio mensal do gerador . . . . .  | 98 |

|     |   |     |
|-----|---|-----|
| C.1 | Influência do factor de forma $k$ numa distribuição de Weibull. . . . .                         | 99  |
| C.2 | Série de velocidades do vento sem factor de autocorrelação. . . . .                             | 100 |
| C.3 | Série de velocidades do vento com factor de autocorrelação. . . . .                             | 100 |
| C.4 | Função de autocorrelação para a velocidade do vento medida num dado local . . . . .             | 101 |
| C.5 | Função de autocorrelação oscilatória para a velocidade do vento medida num dado local . . . . . | 101 |
| C.6 | Vento medido e calculado pela função C.2. . . . .   | 102 |
| F.1 | Diagramas de cargas para o cenário extremo superior. . . . .                                    | 118 |
| F.2 | Diagramas de cargas para o cenário extremo inferior. . . . .                                    | 118 |



# Lista de Tabelas

|      |   |    |
|------|---|----|
| 2.1  | Constituição da Urbanização . . . . .   | 8  |
| 2.2  | Potência das Instalações . . . . .  | 9  |
| 2.3  | Dados dos recursos solares (médias mensais). . . . .  | 10 |
| 2.4  | Recursos eólicos do local de estudo . . . . .   | 11 |
| 3.1  | Consumos Médios Anuais para Efeitos de Estimativa ( $P_c \leq 20,7$ kVA) [8].                         | 16 |
| 3.2  | Consumos Médios Anuais para Efeitos de Estimativa ( $20,7$ kVA $< P_c \leq$<br>41,4 kVA) [8]. . . . . | 17 |
| 3.3  | Perfis aplicáveis em BTN para novos clientes [9]. . . . .   | 18 |
| 3.4  | Parâmetros $c_1$ e $c_2$ da função de aproximação. . . . .  | 23 |
| 4.1  | Características das tecnologias FV [10]. . . . .  | 34 |
| 4.2  | Parâmetros da função sigmóide para cada aerogerador. . . . .  | 43 |
| 4.3  | Perdas inerentes aos equipamentos [11]. . . . .   | 45 |
| 5.1  | Período legal considerado para o horário de Inverno e Verão. . . . .                                  | 60 |
| 5.2  | Horas de vazio, cheias e pontas para o respectivo período legal. . . . .                              | 60 |
| 5.3  | Horas de vazio, cheias e pontas para o respectivo período legal. . . . .                              | 61 |
| 6.1  | Dados para os consumidores em BTN Doméstico . . . . .   | 70 |
| 6.2  | Dados para os consumidores em BTN Comercial . . . . .   | 70 |
| 6.3  | Dados para os consumidores BTE . . . . .  | 71 |
| 6.4  | Resultados obtidos para consumidores BTN Doméstico. . . . .   | 71 |
| 6.5  | Resultados obtidos para consumidores BTN Comerciais. . . . .  | 72 |
| 6.6  | Resultados obtidos para consumidores BTE. . . . .   | 72 |
| 6.7  | Dados inseridos para os cenários extremos - Consumidores em BTN Domés-<br>ticos . . . . .             | 73 |
| 6.8  | Dados inseridos para os cenários extremos - Consumidores em BTN Com-<br>erciais . . . . .             | 74 |
| 6.9  | Dados inseridos para os cenários extremos - Consumidores em BTE . . . .                               | 74 |
| 6.10 | Potências (máxima e mínima) e consumos anuais dos dois cenários ex-<br>tremos. . . . .                | 75 |
| 6.11 | Valores das potências e energia para a tecnologia sílicio monocristalino. .                           | 76 |
| 6.12 | Velocidades médias mensais do vento corrigidas. . . . .   | 79 |
| 6.13 | Potências médias mensais e energia por cada aerogerador. . . . .                                      | 80 |
| 6.14 | Valor das partículas para os cenários limite inferior e superior. . . . .                             | 83 |
| 6.15 | Valores da partícula para o cenário de absorção nula. . . . .   | 84 |
| 6.16 | Valor das partículas para o cenário normal. . . . .   | 86 |

|     |   |     |
|-----|---|-----|
| B.1 | Diferença entre os valores médio obtidos pela formulação do Retscreen e a adaptada. . . . . | 97  |
| C.1 | Valores do factor de rugosidade para os diferentes tipos de terreno . . . .                 | 103 |
| D.1 | Majoração ambiental (Z) . . . . .   | 109 |
| E.1 | Resumo das fórmulas de matemática financeira. . . . .                                       | 113 |
| F.1 | Resultados obtidos nos cenários extremos para consumidores BTN Doméstico. . . . .           | 117 |
| F.2 | Resultados obtidos nos cenários extremos para consumidores BTN Comerciais. . . . .          | 117 |
| F.3 | Resultados obtidos nos cenários extremos para consumidores BTE. . . . .                     | 118 |

# Abreviaturas e Símbolos

|       |   |
|-------|---|
| AG    | Aerogeradores   |
| AIE   | Agência Internacional de Energia                        |
| AT    | Alta Tensão   |
| BT    | Baixa Tensão  |
| BTE   | Baixa Tensão Especial                                   |
| BTN   | Baixa Tensão Normal                                     |
| EDP   | Energia de Portugal                                     |
| EPSO  | Enxame de Partículas Evolucionário                      |
| FS    | Factor de Simultaneidade                                |
| FV    | Fotovoltaico  |
| GEE   | Gases de Efeito de Estufa                               |
| INETI | Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação |
| MAT   | Muito Alta Tensão                                       |
| MT    | Média Tensão  |
| RESP  | Rede energética de serviço público                      |
| Tep   | Tonelada equivalente de petróleo                        |
| TIR   | Taxa Interna de Rentabilidade                           |
| VAL   | Valor Actual Líquido                                    |





# Capítulo 1

## Introdução

Sendo este primeiro capítulo de cariz introdutório, expõe-se um breve enquadramento de alguns temas actualmente presentes na nossa sociedade, nomeadamente as preocupações ambientais, situação energética e a sustentabilidade. Para além do enquadramento é exibida uma descrição dos objectivos deste trabalho, apresentando-se ainda a estrutura do presente documento.

### 1.1 Enquadramento Geral

A situação energética mundial atravessa uma fase preocupante. Actualmente, vive-se num ambiente de procura de diminuição da utilização dos combustíveis fósseis para a produção de energia. Ora se por um lado, as alterações climáticas são hoje reconhecidas como uma das grandes ameaças ao ambiente e à qualidade de vidas das populações [12], por outro lado, a constante subida e flutuações dos preços de petróleo no mercado internacional ilustram o quão dependente está a situação energética mundial [2]. Torna-se imperativo repensar nas escolhas energéticas que fazemos e no modo como é feito o nosso consumo. É neste sentido que a gestão dos recursos de energia se torna num dos principais desafios que, a nível mundial, a sociedade moderna enfrenta.

#### 1.1.1 Preocupações Ambientais

O clima está a mudar e a actividade humana é a principal causa para essa mudança. A utilização intensiva de energia a partir de recursos de origem fóssil desencadeou um aumento rápido na temperatura, provocando ocorrências meteorológicas mais extremas (furacões, inundações, secas, etc.), com graves consequências para a segurança das populações, para o desenrolar das actividades económicas, para as infra-estruturas, para o património e para os eco-sistemas.

”AS PROVAS CIENTÍFICAS SÃO CLARAS: as temperaturas à superfície estão a subir a um ritmo que assinala uma mudança decisiva no clima global, que deve durar vários séculos. O clima está a mudar e a actividade humana é a principal causa. Se as emissões do  $CO_2$  não forem drasticamente reduzidas, é provável que o planeta aqueça mais depressa, alterando decisivamente o mundo em que vivemos.” [13]

Neste sentido, e para fazer face a esta situação, em 1997, no Protocolo de Quioto, foram impostos níveis de redução de GEE aos países que o ratificaram. A União Europeia comprometeu-se a reduzir, como um todo, em 8%<sup>1</sup> as suas emissões de GEE, no período de 2008 a 2012, tendo como referência os níveis de 1990. Como a situação geográfica e económico-social dos diversos Estados Membros é diversa, foi celebrado um acordo de objectivo comum e partilha de responsabilidades entre os diferentes Estados. Desta forma e na medida em que Portugal se encontrava em plena ascensão económica e industrial [14], o esforço que foi pedido a Portugal não foi o mesmo que foi pedido à Alemanha ou ao Reino Unido. Ao abrigo do acordo de ”partilha de responsabilidades”, Portugal acordou em aumentar as emissões de GEE em 27% nesse período [15]. Em Directivas comunitárias foi imposto que pelo menos 39% do consumo bruto de energia eléctrica em Portugal, em 2010, seja de origem renovável [3].

### 1.1.2 Panorama da situação energética

Segundo a AIE, para acompanhar o crescimento demográfico e económico, o consumo mundial de energia irá aumentar 50%, entre 2004 e 2030, e o consumo de electricidade deverá crescer duas vezes mais rápido que o consumo médio de energia. Na medida em que as energias fósseis são responsáveis por 65% da produção de electricidade e cerca de 80% do consumo mundial, esta situação não é sustentável, as reservas de energias fósseis não são infinitas e são as principais responsáveis pela emissão dos GEE [1].

Portugal como a maioria das nações, não possui actualmente qualquer tipo de exploração de produto energético com origem fóssil. Tal situação conduz Portugal a uma elevada dependência energética que representa cerca de 85% do consumo total [3].

### 1.1.3 Sustentabilidade

O conceito de sustentabilidade surgiu no final do século XX, sendo neste momento um tema muito actual em todo o mundo. O desenvolvimento sustentável pressupõe, a preocupação não só com o presente mas com a qualidade de vida das gerações futuras, protegendo recursos vitais, incrementando factores de coesão social e equidade,

---

<sup>1</sup>Meta mundial de 5,2%

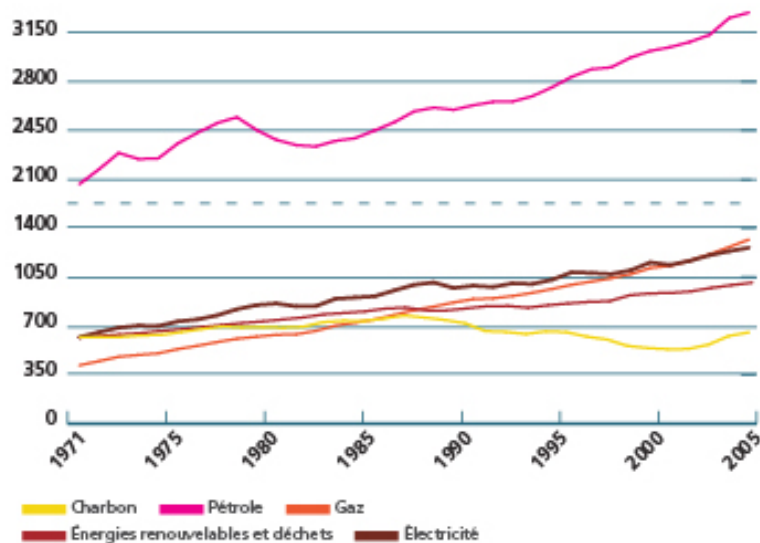


Figura 1.1: Evolução do consumo de energia primária a nível mundial (em MTep) [1].

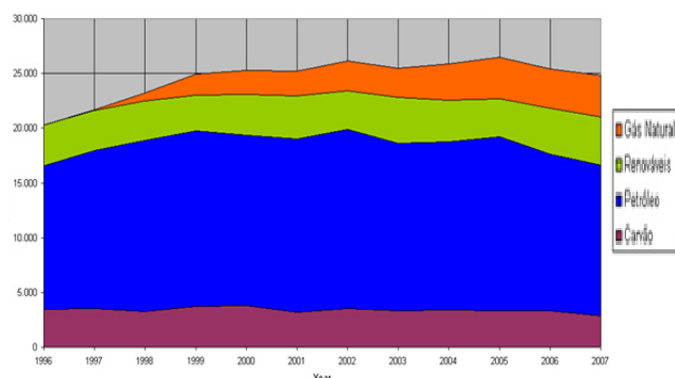


Figura 1.2: Evolução do consumo de energia primária em Portugal (em kTep) [2]

garantindo um crescimento económico amigo do ambiente e das pessoas. Esta visão, integradora do desenvolvimento, com harmonia entre a economia, a sociedade e a natureza, respeitando a biodiversidade e os recursos naturais, de solidariedade entre gerações e de co-responsabilização e solidariedade entre países, constitui o pano de fundo das políticas internacionais e comunitárias de desenvolvimento sustentável [16].

#### 1.1.4 Conclusões

Face aos problemas que a sociedade moderna enfrenta, o conceito de desenvolvimento sustentável necessita de ser aplicado, assim é importante encontrar soluções alternativas que permitam maximizar a autonomia energética e

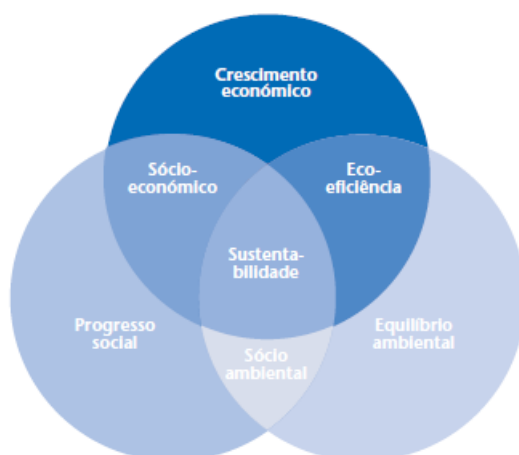


Figura 1.3: Dimensão ambiental, económica e social do desenvolvimento sustentável [3]

A solução a longo prazo está longe de ser conhecida mas, no curto e médio prazo, a contribuição das energias renováveis é sem dúvida fundamental para atingir a sustentabilidade pretendida.

A energia eléctrica está no centro dos desafios energéticos globais, porque oferece algumas das melhores soluções, tem o potencial de equilibrar o mix de energia mundial porque pode ser produzida a partir de qualquer fonte de energia primária, seja fóssil, nuclear, hídrica ou outras fontes de energia renováveis. Hoje existem muitas tecnologias que podem fazer a diferença na garantia de um abastecimento eléctrico seguro, acessível e ambientalmente responsável [17].

A escolha de energia primária requer compromissos entre custos, desempenho e impacto. O facto das infra-estruturas eléctricas necessitarem de grandes investimentos de longa duração, é importante, garantir que as escolhas energéticas visem estratégias de longo prazo [17].

Devido à tendência do aumento da procura bastante acentuada e face aos desafios que enfrentamos, torna-se urgente inovar, desenvolver e utilizar rapidamente novas tecnologias de produção e armazenamento de energia. É necessário criar uma visão clara do futuro das infra-estruturas eléctricas, adoptando diversos caminhos com base na natureza geográfica e cultural de cada país/região [17].

## 1.2 Motivação

Como foi referido no capítulo 1.1 as preocupações ambientais e a dependência energética do exterior são hoje um dos maiores desafios da sociedade e as soluções em vista estão voltadas para as energias renováveis. Ora Portugal dispõe de excelentes recursos energéticos renováveis e o seu desaproveitamento não fazia sentido pois representava a

perda de uma oportunidade de atingir as metas (capítulo 1.1.1) e diminuir a sua dependência energética.

O aproveitamento dos recursos renováveis levou a que a produção dispersa desempenhasse um papel fundamental criando também um novo paradigma de exploração, adaptável às características de produção a partir de fontes de energias renováveis. A produção dispersa pode trazer grandes vantagens, no entanto, as decisões na escolha do mix energético tem que ter em conta o padrão do recurso das mesmas e a tipologia do consumo.

O projecto de uma urbanização exige um projecto de licenciamento e a carga prevista pode ter dezenas de MVA de potência. Com as actuais preocupações, faz todo o sentido pensar em utilizar os recursos existentes para alimentar a carga. É portanto, imprescindível definir a carga a alimentar bem como o seu diagrama para tirar máximo partido do potencial dos recursos disponíveis, isto é, de forma sensata tendo em conta todos os aspectos que conduzam para a sustentabilidade.

Em Portugal, a energia solar e eólica ganharam protagonismo e a combinação das duas pode ser vantajosa, em muitas regiões as maiores velocidades de vento são no início e no final do dia sendo complementado ao meio dia pelo pico da produção FV. Durante a noite a eólica também poderá garantir alguma potência [18].

Obter a combinação "perfeita" destas fontes com a rede de distribuição trata de um problema que necessita de um estudo organizado, sendo assim essencial desenvolver metodologias, estratégias e ferramentas de apoio a decisão com suporte computacional.

### 1.3 Objectivos

A presente dissertação tem por principal objectivo desenvolver soluções de produção de energia (com ênfase na eólica e solar) junto do consumo e adaptada às necessidades do diagrama de carga. Todavia, este objectivo assenta nos seguintes pontos fundamentais:

- Criação de uma metodologia para identificar e obter o diagrama de cargas para consumidores de baixa tensão (BT) consoante o seu escalão de potência.
- Elaboração de uma estratégia do dimensionamento dos sistemas híbridos eólico/solar, ultrapassando dificuldades sentidas na modelização deste tipo de soluções.
- Desenvolvimento de uma metodologia que visa otimizar a potência a instalar de eólica e de solar. As ferramentas a utilizar têm suporte no Matlab e algoritmos evolucionários.

### 1.4 Estrutura da Dissertação

Para além deste capítulo introdutório, esta dissertação contém mais 6 capítulos, divididos consoante o tema a tratar.

No capítulo 2, são analisadas as informações disponíveis num projecto de uma dada urbanização bem como a informação dos recursos existentes permitindo identificar o problema.

No capítulo 3 efectua-se a primeira introdução da temática do diagrama de cargas. De seguida, descreve-se a metodologia encontrada para a obtenção do diagrama de consumos.

No capítulo 4, introduz-se a temática da produção a partir de fontes renováveis. São apresentados os conceitos base de suporte para cálculo da produção de sistemas fotovoltaicos e eólicos bem como as respectivas ferramentas desenvolvidas.

No capítulo 5, analisam-se os conceitos necessários para a compreensão da meta-heurística utilizada. É também apresentada a formulação/metodologia usada incluindo dados e conceitos necessários para o seu desenvolvimento e a explicação dos mesmos.

No capítulo 6 é feita a descrição e análise detalhada dos resultados relativos aos cenários de estudo considerados.

No capítulo 7 estão expostas as conclusões retiradas do trabalho e são referidas algumas indicações sobre o trabalho futuro que poderá vir a ser desenvolvido.

## Capítulo 2

# A Urbanização

### 2.1 Local de estudo

O local de estudo, situa-se a Sul e Extremo Oeste da Região do Algarve e tem uma população constituída por cerca de 5400 habitantes e abrange uma área de 179,0 km<sup>2</sup>. Tem uma altitude máxima de 156 metros e um comprimento máximo Norte/sul de 19 km e Este/Oeste de 20 km [19].

O clima da região, embora Mediterrânico, sofre forte influência marítima, que se traduz em Invernos menos frios e Verões mais frescos, desempenhando o vento um papel importante na definição das condições climáticas, oferecendo valores médios de temperatura na ordem dos 17°C e humidade de 70% [10].



Figura 2.1: Portugal e região do local de estudo

## 2.2 Constituição

O projecto em estudo trata de uma urbanização turística, sendo esta dividida em duas partes, uma hoteleira na e outra com residências. Na tabela 2.1 apresenta-se a constituição detalhada da urbanização que foi tomada como caso de estudo.

Tabela 2.1: Constituição da Urbanização

| USO                                  | Área Utilizada |                | Número Lotes ou Fracções | Área por Unidade ( $m^2$ ) | Área Construída ( $m^2$ ) | Camas por Unidade | Total de Camas |
|--------------------------------------|----------------|----------------|--------------------------|----------------------------|---------------------------|-------------------|----------------|
|                                      | (Ha)           | ( $m^2$ )      |                          |                            |                           |                   |                |
| <b>Apartamentos</b>                  |                |                |                          |                            |                           |                   |                |
| Apartamentos T1                      | 2,63           | 26303          | 11,0                     | 94,0                       | 1034,0                    | 2,5               | 27,5           |
| Apartamentos T2                      | 18,41          | 184123         | 124,0                    | 142,0                      | 17608,0                   | 3,5               | 434,0          |
| Apartamentos T3                      | 5,26           | 52607          | 46,0                     | 162,0                      | 7452,0                    | 5,0               | 230,0          |
| <b>Sub-Total Apartamentos</b>        | <b>26,30</b>   | <b>263033</b>  | <b>181,0</b>             |                            | <b>26094,0</b>            |                   | <b>691,5</b>   |
| <b>Houses</b>                        |                |                |                          |                            |                           |                   |                |
| Casas Germinadas                     | 27,46          | 274570         | 265,0                    | 196,0                      | 51940,0                   | 5,0               | 1325,0         |
| Casas Semi-Germinadas                | 12,55          | 125548         | 113,0                    | 230,0                      | 25990,0                   | 6,0               | 678,0          |
| <b>Sub-Total Casas</b>               | <b>40,01</b>   | <b>400118</b>  | <b>378,0</b>             |                            | <b>77930,0</b>            |                   | <b>2003,0</b>  |
| <b>Moradias</b>                      |                |                |                          |                            |                           |                   |                |
| Moradia T3                           | 16,15          | 161500         | 95,0                     | 288,0                      | 27360,0                   | 5,0               | 475,0          |
| Moradia T4                           | 3,80           | 38000          | 20,0                     | 345,0                      | 6900,0                    | 6,0               | 120,0          |
| Golf                                 | 8,00           | 80000          | 20,0                     | 350,0                      | 7000,0                    | 6,0               | 120,0          |
| <b>Sub Total Moradias</b>            | <b>27,95</b>   | <b>279500</b>  | <b>135,0</b>             |                            | <b>41260,0</b>            |                   | <b>715,0</b>   |
| <b>SUB TOTAL RESIDENCIAL</b>         | <b>94,27</b>   | <b>942651</b>  | <b>694,0</b>             |                            | <b>145284,0</b>           |                   | <b>3409,5</b>  |
| <b>Área de turismo</b>               |                | 222625         |                          |                            |                           |                   |                |
| Hotel Principal (Spa & Conferências) | 0,00           |                | 120,0                    | 150,4                      | 18048,0                   | 2,0               | 240,0          |
| Hotel Golf & Clubhouse               | 0,00           |                | 40,0                     | 159,1                      | 6363,0                    | 2,0               | 80,0           |
| Apartamentos de Serviço              |                |                | 70,0                     | 139,1                      | 9735,0                    | 3,5               | 245,0          |
| Apartamentos Independentes           |                |                | 95,0                     | 155,4                      | 14760,0                   | 3,5               | 332,5          |
| Apartamentos futuros                 |                |                | 185,0                    | 142,0                      | 26270,0                   | 3,5               | 647,5          |
| Vila Retirada                        |                |                |                          |                            | 670,0                     |                   | 0,0            |
| Centro da Comunidade                 |                |                |                          |                            | 600,0                     |                   | 0,0            |
| <b>Sub-Total Residencial Golf</b>    | <b>22,26</b>   | <b>222625</b>  | <b>510,0</b>             |                            | <b>76446,0</b>            |                   | <b>1545,0</b>  |
| <b>Outros</b>                        |                |                |                          |                            |                           |                   |                |
| Entrada para a Vila Retirada         | 0,54           | 5425           |                          |                            | 250,0                     |                   |                |
| Escola de Golfe                      | 68,46          | 684554         |                          |                            | 75,0                      |                   |                |
| Area Manutenção do Golfe             | 0,32           | 3200           |                          |                            | 200,0                     |                   |                |
| Caminhos & Espaços Abertos           | 138,88         | 1388845        |                          |                            |                           |                   |                |
| Service Area                         | 0,27           | 2700           |                          |                            | 100,0                     |                   |                |
| <b>Sub Total Outros</b>              | <b>208,47</b>  | <b>2084724</b> | <b>0,0</b>               |                            | <b>625,0</b>              |                   | <b>0,0</b>     |
| <b>TOTAL FINAL</b>                   | <b>325,00</b>  | <b>3250000</b> | <b>1204,0</b>            |                            | <b>222355,0</b>           |                   | <b>4954,5</b>  |

### 2.2.1 Potências

O dimensionamento dos projectos de licenciamento requer um estudo da potência a ser contratada pelas diferentes instalações, estes foram fornecidos com os dados da constituição da urbanização e estão apresentados na tabela 2.2. Como se pode observar na tabela 2.2 a potência total da urbanização representa um valor de cerca de 7,5 MVA. Este valor é de facto bastante elevado pelo que é importante realçar que desde o início de um projecto desta envergadura é necessário caminhar para soluções integradas que contribuem para o desenvolvimento sustentável.



Tabela 2.2: Potência das Instalações

| USO  | Número Fracções | Áreas (m <sup>2</sup> ) | Pot. Unid. (kVA) | Pot. Total (kVA) | FS          | Total (kVA)    |
|--|-----------------|-------------------------|------------------|------------------|-------------|----------------|
| <b>Apartamentos</b>                        |                 |                         |                  |                  |             |                |
| Apartamentos T1                            | 11              |                         | 13,80            | 151,80           |             |                |
| Apartamentos T2                            | 124             |                         | 17,25            | 2139,00          |             |                |
| Apartamentos T3                            | 46              |                         | 17,25            | 793,50           |             |                |
| <b>Sub-Total Apartamentos</b>              | <b>181</b>      |                         |                  | <b>3084,30</b>   | <b>0,26</b> | <b>800,26</b>  |
| <b>Casas</b>                               |                 |                         |                  |                  |             |                |
| Casas Germinadas                           | 265             |                         | 27,60            | 7314,00          |             |                |
| Casas Semi-Germinadas                      | 113             |                         | 34,50            | 3898,50          |             |                |
| <b>Sub-Total Houses</b>                    | <b>378</b>      |                         |                  | <b>11212,50</b>  | <b>0,24</b> | <b>2703,87</b> |
| <b>Moradias</b>                            |                 |                         |                  |                  |             |                |
| Moradias T3                                | 95              |                         | 27,60            | 2622,00          |             |                |
| Moradias T4                                | 20              |                         | 34,50            | 690,00           |             |                |
| Moradias Golf                              | 20              |                         | 34,50            | 690,00           |             |                |
| <b>Sub Total Moradias</b>                  | <b>135</b>      |                         |                  | <b>4002,00</b>   | <b>0,27</b> | <b>1075,95</b> |
| <b>SUB TOTAL RESIDENCIAL</b>               | <b>694</b>      |                         |                  | <b>18298,80</b>  | <b>0,23</b> | <b>4215,45</b> |
| <b>Área de turismo</b>                     |                 |                         |                  |                  |             |                |
| Hotel Principal (incl. spa & conferências) | 240             |                         | 4,00             | 960,00           |             |                |
| Hotel Golf & Clubhouse                     | 80              |                         | 4,00             | 320,00           |             |                |
| Apartamentos Serviços                      | 245             |                         | 2,00             | 490,00           |             |                |
| Apartamentos Freehold                      | 333             |                         | 2,00             | 665,00           |             |                |
| Apartamentos Futuros                       | 648             |                         | 2,00             | 1295,00          |             |                |
| Vila Retirada                              |                 | 670,00                  | 0,25             | 167,50           |             |                |
| Centro Comunidade                          |                 | 600,00                  | 0,25             | 150,00           |             |                |
| <b>Sub-Total Residencial Golf</b>          | <b>1545</b>     |                         |                  | <b>4047,50</b>   | <b>0,75</b> | <b>3238,00</b> |
| <b>Outros</b>                              |                 |                         |                  |                  |             |                |
| Caminho para Vila Retirada                 |                 | 250,00                  | 0,15             | 37,50            |             |                |
| Escola de Golfe                            |                 | 75,00                   | 0,15             | 11,25            |             |                |
| Área Manutenção do Golfe                   |                 | 200,00                  | 0,15             | 30,00            |             |                |
| Caminhos & Espaço aberto                   |                 |                         |                  |                  |             |                |
| Área de Serviço                            |                 | 100,00                  | 0,15             | 15,00            |             |                |
| <b>Sub Total Outros</b>                    |                 |                         |                  | <b>93,75</b>     | <b>0,75</b> | <b>75,00</b>   |
| <b>TOTAL FINAL</b>                         |                 |                         |                  |                  |             | <b>7528,45</b> |

### 2.2.2 Recursos Existentes

Os recursos da região proporcionam a instalação de infra-estruturas de produção de energia a partir de fontes renováveis contribuindo para um desenvolvimento sustentável. Assim, os recursos favoráveis existentes que podem ser aproveitados são a energia solar e energia eólica.

Juntamente com o resto da informação foram fornecidos os dados dos recursos solares e eólicos. Note-se que a informação relativa aos recursos solares foi obtida com o software SolTerm5 desenvolvido pelo INETI. Quanto aos recursos eólicos, estes foram fornecidos pela base de dados EOLOS2.0 também desenvolvida pelo INETI.

Os dados fornecidos pelo Solterm5 são para uma base horária pelo que foi feito a média mensal dos dados fornecidos para facilitar a interpretação dos mesmos. Apresentam-se na tabela 2.3 e na figura 2.2 a informação dos recursos solares, onde  $G(W/m^2)$  repre-

senta a radiação média Global,  $D(W/m^2)$  a radiação média Difusa,  $T(^{\circ}C)$  a temperatura e  $HR(\%)$  a humidade relativa.

Tabela 2.3: Dados dos recursos solares (médias mensais).

| Mês       | Média HR (%) | Média T ( $^{\circ}C$ ) | Média G ( $W/m^2$ ) | Média D ( $w/m^2$ ) |
|-----------|--------------|-------------------------|---------------------|---------------------|
| Janeiro   | 80,5         | 12,5                    | 87,2                | 40,7                |
| Fevereiro | 79,2         | 12,6                    | 118,7               | 54,7                |
| Março     | 76,9         | 13,5                    | 151,1               | 68,7                |
| Abril     | 75,4         | 14,9                    | 224,4               | 87,1                |
| Maio      | 72,6         | 17,1                    | 271,5               | 97,8                |
| Junho     | 73,6         | 19,4                    | 285,5               | 106,6               |
| Julho     | 71,8         | 21,3                    | 292,2               | 100,8               |
| Agosto    | 71,4         | 21,7                    | 277,5               | 87,8                |
| Setembro  | 73,9         | 20,6                    | 205,8               | 78,6                |
| Outubro   | 76,6         | 18,2                    | 149,9               | 62,2                |
| Novembro  | 78,3         | 15,1                    | 104,9               | 44,2                |
| Dezembro  | 78,4         | 12,9                    | 88,2                | 36,7                |
| Média     | 75,7         | 16,6                    | 188,1               | 72,2                |

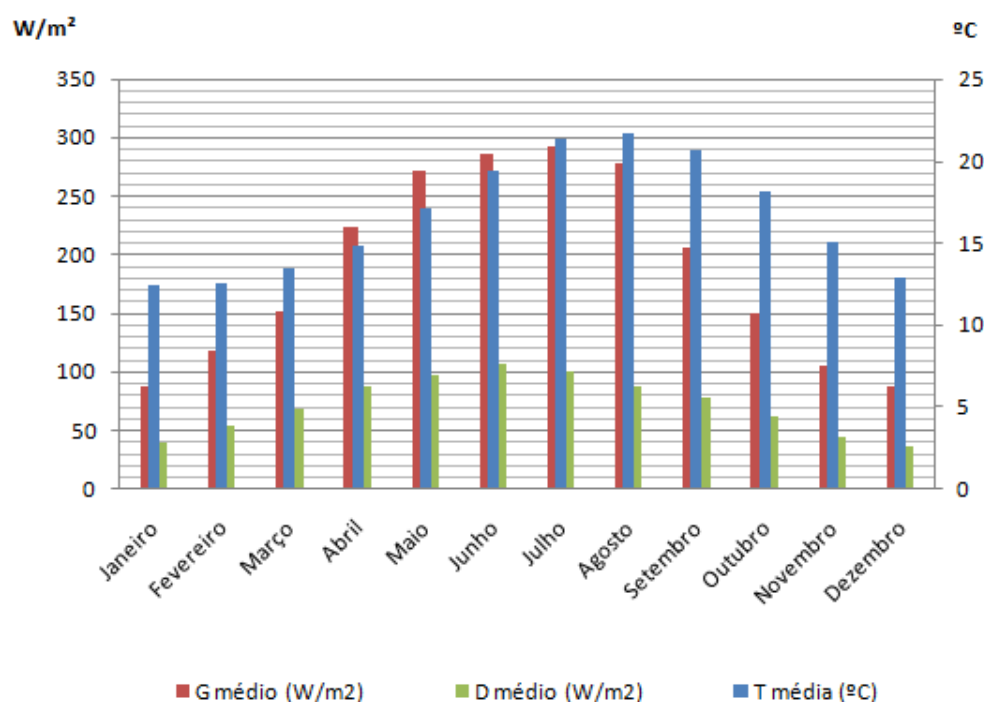


Figura 2.2: Gráfico de barras que ilustra os Recursos Solares.

Na tabela 2.4 apresentam-se as velocidades do vento médias mensais e anual extraídos da base de dados EOLOS2.0. A base de dados também fornece outro tipo de informações que serão revelados no capítulo associado a produção eólica.

Tabela 2.4: Recursos eólicos do local de estudo

| Mês       | Vmédias (m/s) |
|-----------|---------------|
| Janeiro   | 7,1           |
| Fevereiro | 6,7           |
| Março     | 6,2           |
| Abril     | 6,9           |
| Maio      | 6,3           |
| Junho     | 7             |
| Julho     | 9,1           |
| Agosto    | 7,5           |
| Setembro  | 6,3           |
| Outubro   | 6,3           |
| Novembro  | 5,9           |
| Dezembro  | 7             |
| Anual     | 6,86          |

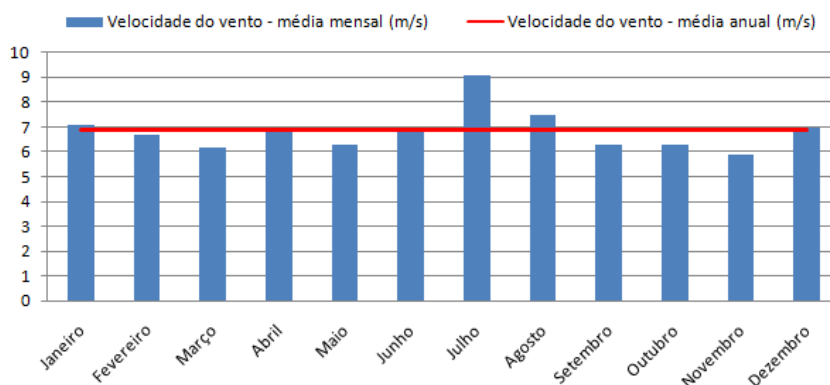


Figura 2.3: Velocidades médias mensais e anuais do local de estudo.

## 2.3 Conclusões

Neste capítulo foi feita uma descrição da região em estudo e do projecto de uma urbanização que será objecto de estudo. Foi visto que, os dados sobre a referida urbanização foram o número de lotes e a respectiva potência (prevista) contratada. Foi também identificada a necessidade de recolha dos dados relativos aos recursos renováveis existentes, nomeadamente os recursos solares e eólicos que foram obtidos a partir do SolarTerm5 e do EOLOS2.0 respectivamente.

A maior parte dos projectos não fornecem mais informação do que dispomos para este, sendo assim fundamental orientar e desenvolver todo o trabalho baseado apenas na pouca informação disponível, de facto, um dos grandes objectivos é poder aplicar as metodologias desenvolvidas ao longo desta dissertação em qualquer outro projecto sem que, para isso, seja efectuar alterações.

Face à panóplia de elementos a ter em consideração num projecto, em particular num de grande envergadura, como é o caso, é crucial que a estratégia a utilizar se parte pela integração de todas as variáveis desde do início do projecto, isto é, desde a fase designada

de ante-projecto.

## Capítulo 3

# Diagrama de Cargas

O presente capítulo introduz a temática sobre diagramas de cargas. Em primeiro lugar, é feita uma breve alusão às principais características dos diagramas de cargas. Em segundo lugar, é abordada e apresentada a metodologia encontrada para a modelização da carga e a respectiva ferramenta desenvolvida.

### 3.1 Considerações gerais

A energia eléctrica não é um produto simples, mensurável através de um único parâmetro. As características do consumo impõem a modulação da energia consumida no tempo através de uma função - o Diagrama de Cargas - que traduz a variação desse consumo ao longo das horas do dia e dos dias do ano [20].

#### 3.1.1 Coincidência do Comportamento do Diagrama de Cargas

O diagrama de cargas de apenas um consumidor pode, à primeira vista, apresentar um comportamento relativamente aleatório com picos de consumos a aparecer ao longo do tempo, a figura 3.1 mostra o diagrama de cargas de um só consumidor e os picos referidos<sup>1</sup> [4].

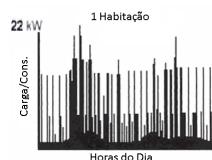


Figura 3.1: Diagramas de cargas de 1 consumidor escolhido aleatoriamente [4].

<sup>1</sup>Os picos podem estar relacionados com cargas de controlo automático como por exemplo, o esquentador, o ar condicionado, etc

Se for considerado um elevado número de consumidores, a curva de consumos vai apresentar um comportamento mais definido, isto é, com variações lentas e com um número limitado de "picos agulhas" aleatórios, de facto à medida que se adicionam consumidores, os "picos agulhas" intercalam-se criando assim "picos agulhas" ocasionais [4]. A figura 3.2 ilustra como o diagrama de cargas apresenta uma forma regular a medida que o número de consumidores aumenta.

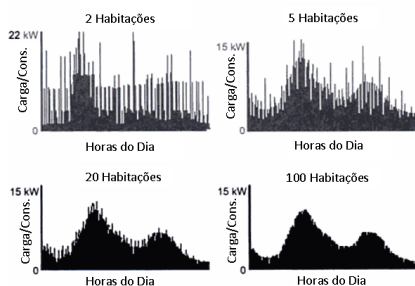


Figura 3.2: Evolução do diagramas de cargas com o número de consumidores [4].

Com o aumento do número de consumidores, o pico de carga por consumidor é tem tendência a descer (figura 3.3). Este facto é designado de coincidência e é medido pelo factor de coincidência definido na expressão 3.1.

$$C(n) = \frac{\text{Pico do consumo do grupo com } N \text{ consumidores}}{\sum_{i=1}^N (\text{Pico do consumo do consumidor } i)} \quad [4] \quad (3.1)$$

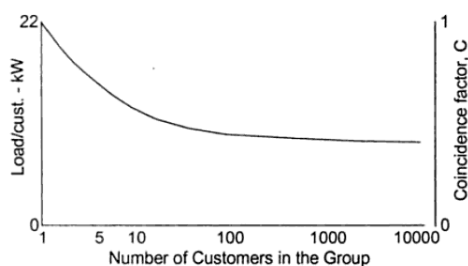


Figura 3.3: Variação do Pico do consumo por consumidor com o número de consumidores [4].

### 3.1.2 Diagrama de Cargas por Classe de Consumidor

Embora todos os consumidores tenham hábitos diferentes no uso da electricidade, consumidores pertencentes a classes particulares<sup>2</sup> tendem a ter diagramas de cargas semelhantes. Assim, agregando vários consumidores quanto a sua classe, obtém-se diagramas de carga por tipo/classe de consumidor (figura 3.4) [4].

<sup>2</sup>Por exemplo: Residencial, Comercial, Industrial

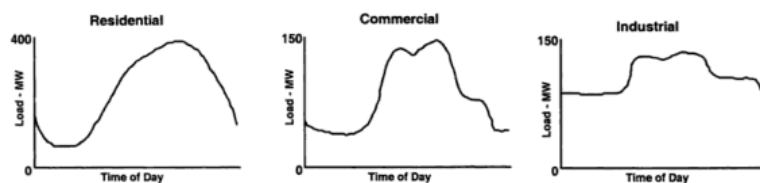


Figura 3.4: Diagramas de Cargas por Classe de Consumidor [4].

Em conclusão, o diagrama de cargas representa a variação da procura da electricidade em função do tempo. Tipicamente os dados mais importantes a extrair dos diagramas são a ponta máxima, ponta mínima e a energia total procurada. É importante agrupar vários consumidores obtendo-se melhores diagramas e consequentemente dados com melhor qualidade.

## 3.2 Modelização da Carga

No dimensionamento de um sistema híbrido, existem vários aspectos importantes a ter em conta. Prever a carga é dos factores essenciais para otimizar o dimensionamento do sistema, contudo, a selecção do método de previsão de cargas depende dos dados acessíveis, recursos computacionais disponíveis, nível de conhecimento e outros factores [21].

No desenvolvimento de novas estruturas, não são conhecidas as cargas bem como a sua evolução ao longo do tempo, por exemplo, no caso de novas urbanizações, a informação é escassa e normalmente refere-se ao número de lotes/fracções e as respectivas estimativas da potência a contratar. Com base neste dois dados, foi orientada a pesquisa para encontrar a estratégia que permite obter de forma satisfatória um diagrama de cargas de futuros consumidores, isto é, uma estratégia que permite prever com alguma certeza a carga ao longo do tempo.

Nesta secção propõe-se uma estratégia que possibilita e simula a carga para o espaço temporal de um ano.

### 3.2.1 Estratégia Principal

A estratégia encontrada para obter o diagrama de cargas combina o exposto e a metodologia apresentada no "Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de dados para Portugal Continental" [9]. Para facilitar a compreensão da estratégia definida, são apresentados fluxogramas constituído por blocos, cuja legenda se encontra no anexo A.

A figura 3.5 ilustra a estratégia principal e como se pode observar, esta é dividida em duas partes paralelas, isto é, existe uma estratégia para obter diagramas de cargas em

BTN e outra em BTE. Para o diagrama de cargas final, somam-se o resultado das duas sub-estratégias e aplica-se o factor de ajustamento de perdas.

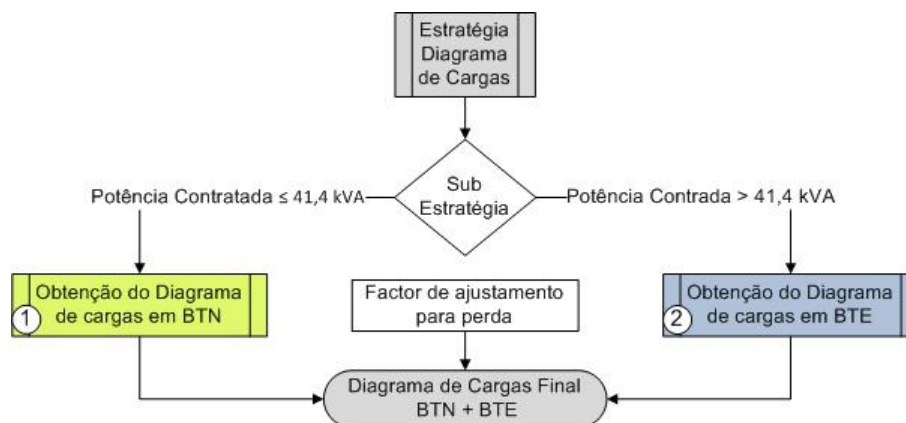


Figura 3.5: Fluxograma da Estratégia Principal para obter o Diagrama de Cargas Final

### 3.2.2 Sub-Estratégia para obtenção do Diagrama de Cargas em BTN

Neste tópico, apresenta-se na figura 3.6 o fluxograma que traduz a sub-estratégia para obter o diagrama de cargas em BTN e, em seguida, explica-se o método detalhadamente. É de notar que, aqui, a classe BTN resulta da soma de duas subclasses, a classe BTN doméstica e a classe BTN comercial. Estas duas subclasses apenas diferem no modo de como é obtido o factor de simultaneidade.

Para obter o diagrama de cargas, o utilizador escolhe o escalão de potência e insere o respectivo número de consumidores. A cada escalão de potência é atribuído um valor médio anual de consumo, estes valores são fornecidos pela EDP distribuição [8], e estão apresentados nas tabelas 3.1 e 3.2.

Tabela 3.1: Consumos Médios Anuais para Efeitos de Estimativa ( $P_c \leq 20,7$  kVA) [8].

| Opção Tarifária                                       | Potência Contratada - KVA |      |      |      |      |      |       |       |       |       |
|---|---------------------------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
|   | 1,15                      | 2,30 | 3,45 | 4,60 | 5,75 | 6,90 | 10,35 | 13,80 | 17,25 | 20,70 |
| <b>Simples <math>P_c \leq 20,7</math></b>             | 579                       | 908  | 1788 | 2517 | 3199 | 3392 | 4537  | 6796  | 8854  | 10205 |
| <b>Social</b>   | 58                        | 196  |      |      |      |      |       |       |       |       |
| <b>Bi-Horária <math>P_c \leq 20,7</math></b>          |                           |      | 2916 | 3447 | 4071 | 5088 | 7401  | 11210 | 14728 | 15855 |
| <b>Sazonal Simples <math>P_c \leq 20,7</math></b>     |                           |      | 361  | 741  | 1995 | 574  | 1342  | 2164  | 3622  | 4432  |
| <b>Sazonal Bi-Horária <math>P_c \leq 20,7</math></b>  |                           |      | 1556 | 800  | 1442 | 2084 | 3053  | 4240  | 5604  | 8428  |
| <b>Sazonal Tri-Horária <math>P_c \leq 20,7</math></b> |                           |      | 926  | 943  | 961  | 978  | 1744  | 3125  | 14300 | 19092 |

Note-se que para as diversas opções tarifárias correspondem consumos médios anuais diferentes, o que poderá permitir se necessário, mais tarde definir vários cenários.



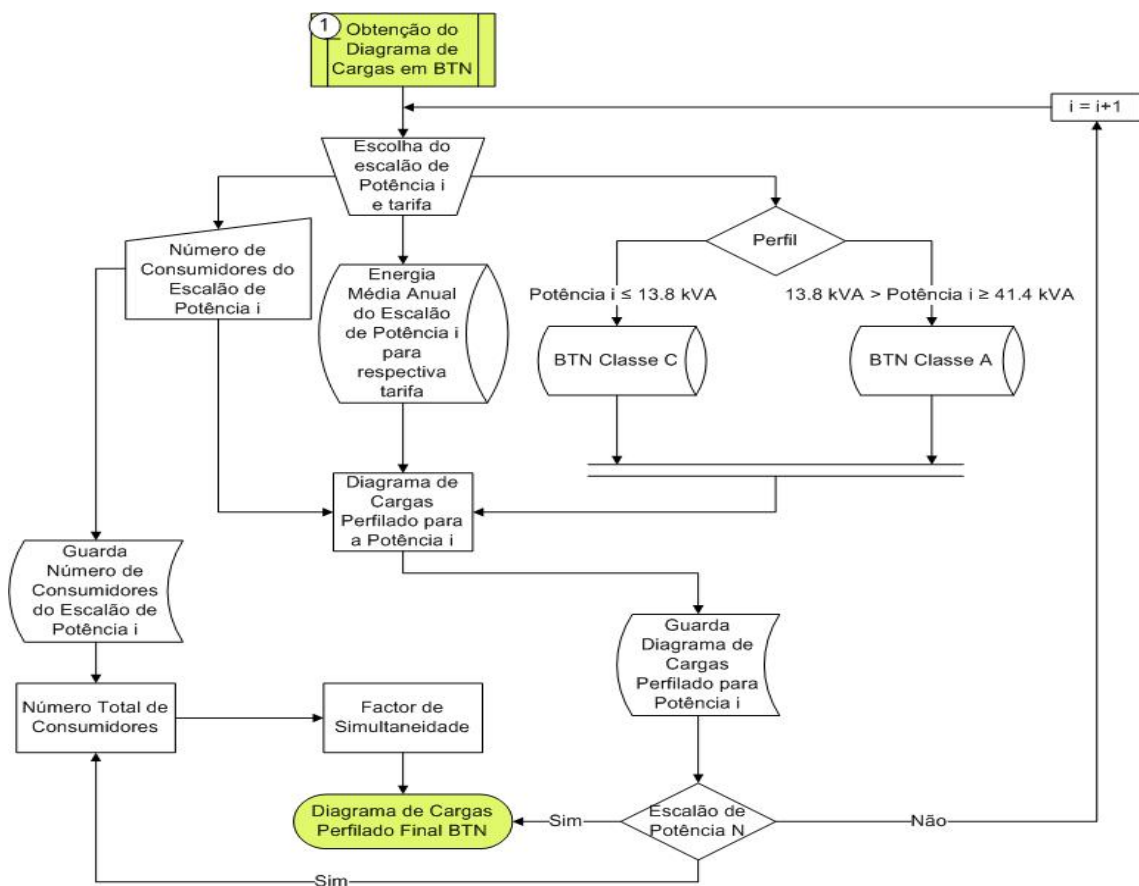


Figura 3.6: Fluxograma da Estratégia para obter o perfil do Diagrama de Cargas em BTN

Tabela 3.2: Consumos Médios Anuais para Efeitos de Estimativa ( $20,7 \text{ kVA} < P_c \leq 41,4 \text{ kVA}$ ) [8].

| Opção Tarifária   | Potência Contratada - KVA |       |        |
|---|---------------------------|-------|--------|
|   | 27,60                     | 34,50 | 41,40  |
| <b>M.Utilizações <math>20,7 &lt; P_c \leq 41,4</math></b>       | 30818                     | 45108 | 59195  |
| <b>L.Utilizações <math>20,7 &lt; P_c \leq 41,4</math></b>       | 72551                     | 89280 | 112726 |
| <b>Simples <math>20,7 &lt; P_c \leq 41,4</math></b>             | 25101                     | 34190 | 43397  |
| <b>Sazonal Tri-Horária <math>20,7 &lt; P_c \leq 41,4</math></b> | 16409                     | 15775 | 23930  |

O passo seguinte consiste em seleccionar o perfil<sup>3</sup>, este tem por base a potência contratada e o consumo anual do cliente. Aplicam-se três perfis para as seguintes características de consumo [9]:

- Perfil Classe A para clientes com potência contratada superior a 13,8 kVA.
- Perfil Classe B para clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e consumo anual superior a 7140 kWh.

<sup>3</sup>Perfis Normalizados disponíveis em <http://www.erse.pt>

- Perfil Classe C para clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e consumo anual inferior a 7140 kWh.

Para novos clientes sem históricos do consumo não é considerada, para atribuição do perfil inicial, a variável consumo anual, considerando-se por defeito, para clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA a aplicação do perfil de consumo Classe C [9].

Considerando a tabela 3.2, verifica-se que para uma tarifa bi-horária e uma potência contratada de 10,35 kVA, o cliente pertenceria a classe B ao que parece existir uma certa contradição entre os valores definidos pela EDP e os perfis. No entanto, também verificamos que a energia consumida é de 7401 kWh ultrapassando em pouco os 7140 kWh referidos nos perfis. Tendo em conta que a diferença entre estes dois valores é mínima (3,66%), então desprezou-se esta "anomalia". Assim sendo, para a estratégia definida e "eliminando" o perfil de Classe B, os perfis aplicáveis em BTN para novos clientes são os seguintes:

Tabela 3.3: Perfis aplicáveis em BTN para novos clientes [9].

| Perfil   | Potência Contratada |
|----------|---------------------|
| Classe A | > 13,8 kVA          |
| Classe C | ≤ 13,8 kVA          |

Após ter sido seleccionado o escalão de potência, foi definido de forma automática a energia média anual e o perfil aplicável, a partir destes dois dados e do número de consumidores para o respectivo escalão de potência, com base na expressão 3.2 obtém-se o perfil do Diagrama de Cargas no Escalão de Potência  $i$ .

$$DCP_{EP}(i) = NC_{EP}(i) \times EMA_{EP}(i) \times P_{EP}(i) \quad [9] \quad (3.2)$$

onde:  $DCP_{EP}(i)$  representa o Diagrama de Cargas no Escalão de Potência  $i$ ,  $NC_{EP}(i)$  é o Número de Consumidores no Escalão de Potência  $i$ ,  $EMA_{EP}(i)$  é a Energia Média Anual no Escalão de Potência  $i$ ,  $P_{EP}(i)$  é Perfil seleccionado para o Escalão de Potência  $i$ .

De seguida, o o perfil do diagrama de cargas é guardado e passa-se para o escalão de potência seguinte. O processo todo é repetido até ao último escalão de potência. Passa-se então para fase final que, consiste em multiplicar o factor de simultaneidade resultante do número de consumidores pela soma de todos os perfis dos diagramas de cargas. A expressão 3.3 traduz a fase final do processo.

$$DCP_{Final} = F.S \times \sum_i^N DCP_{EP}(i) \quad (3.3)$$

onde  $DCP_{Final}$  representa o perfil do Diagrama de Cargas Final e  $F.S$  é o factor de simultaneidade para a subclasse BTN doméstica é calculado através da equações 3.5 e para a subclasse comercial é atribuído empiricamente ou calculado através da expressão 3.6.

$$F.S = 0,2 + \frac{0,8}{NTC} \quad (3.4)$$

$$F.S = 0,5 + \frac{0,5}{NTC} \quad (3.5)$$

$$NTC = \sum_i^N NC_{EP}(i) \quad (3.6)$$

onde  $NTC$  representa o Número Total de Consumidores.

### 3.2.3 Sub-Estratégia para obtenção do Diagrama de Cargas em BTE

A Sub-Estratégia<sub>2</sub> para obter o diagrama de cargas em BTE (figura 3.7) é muito semelhante à definida para BTN (na 1) e apenas difere em alguns pontos que vão ser explicados de seguida.

Aqui o primeiro passo consiste em introduzir a potência prevista a ser contratada, na medida em que se trata de BTE, esta naturalmente tem de ser maior a 41,4 kVA para o processo continuar. A introdução do número de consumidores também é requerida, no entanto, este não é guardado visto que o factor de simultaneidade é introduzido mais tarde de um modo empírico.

Ao contrário do que acontece em BTN, a energia média anual não é carregada automaticamente consoante o escalão de potência sendo portanto neste ponto que reside a principal diferença entre as duas sub-estratégias. Para calcular a energia média anual, foi necessário definir uma função que relaciona a potência com o consumo, assim, a função desejada foi obtida por Aproximação dos Mínimos Quadrados usando como conjunto de pares ordenados os valores dos consumos médios anuais (tabelas 3.1 e 3.2). Porém, verificou-se que os dados relativos à tabela 3.1 são impróprios para obter a função pretendida. De facto, estes apresentam um comportamento pouco regular (figura 3.8) ao contrário do que acontece nos dados relativos à tabela 3.2, que apresentam linearidade na relação entre a potência contratada e o consumo médio anual (figura 3.9). Portanto, apenas foram utilizados os dados da tabela 3.2.

Para cada tarifa, a função que aproxima a energia média anual em função da potencia contratada é definida pela expressão 3.7.

$$EMA(Pc) = EMA(Pc; c_1, c_2) = c_1 + c_2 Pc \quad (3.7)$$

Onde  $EMA$  é a energia média anual,  $c_1$  e  $c_2$  são os valores a determinar e  $Pc$  a potência contratada.

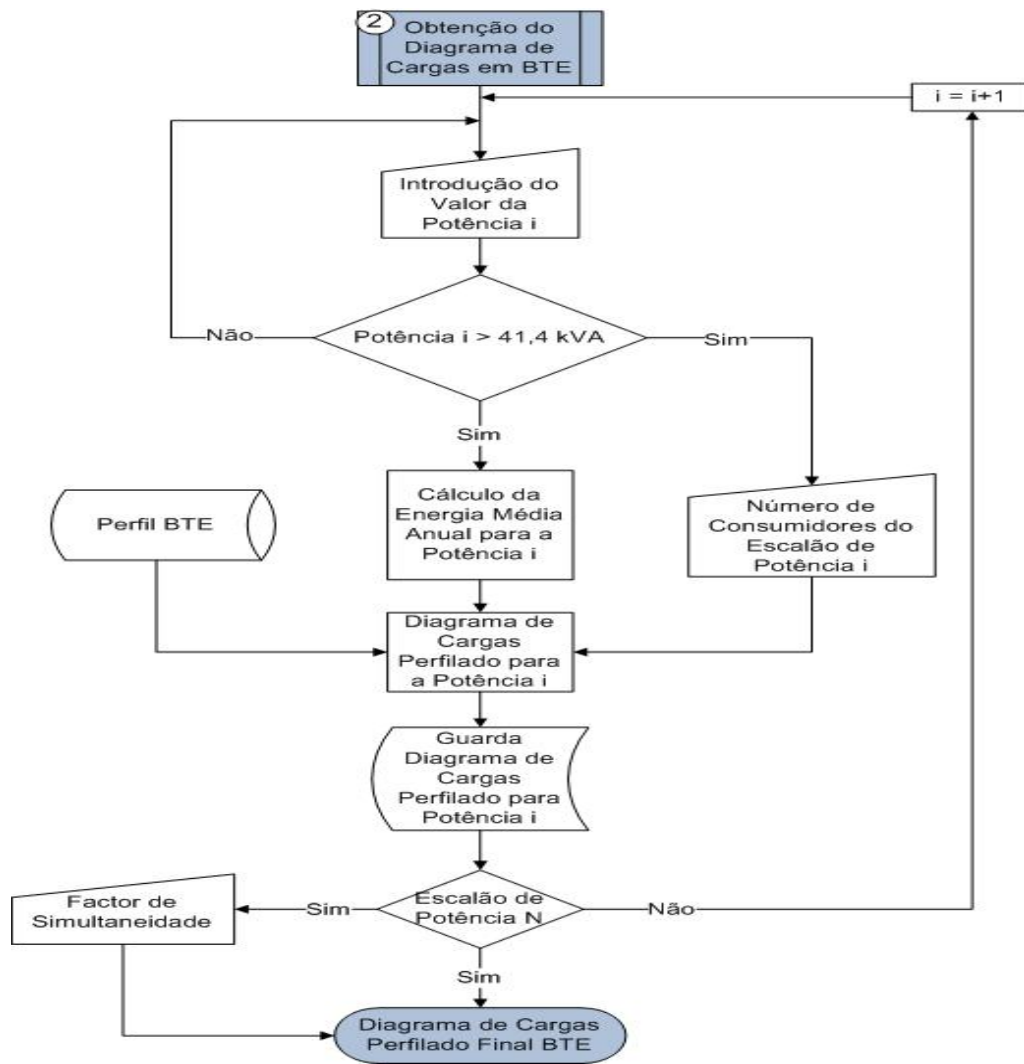


Figura 3.7: Sub-Estratégia para obter o perfil do Diagrama de Cargas em BTE.

Para determinar os parâmetro  $c_1$  e  $c_2$ , foi utilizado como critério a minimização dos desvios quadrados, isto é, dos desvios entre o valor da energia média anual (tabela 3.2) e o respectivo valor da função de aproximação. A equação 3.8 demonstra o referido critério.

$$\text{minimizar } \sum_{i=1}^n EMA_i - EMA(Pc; c_1, c_2) \quad (3.8)$$

Para os quatro tarifários possíveis (tabela 3.2), os parâmetros  $c_1$  e  $c_2$  obtidos apresentam-se na tabela 3.4.

A figura 3.10 permite rapidamente comparar as curvas estimadas com as curvas reais dos quatro tarifários e facilmente se verifica que estas apresentam uma aproximação com desvios desprezáveis.

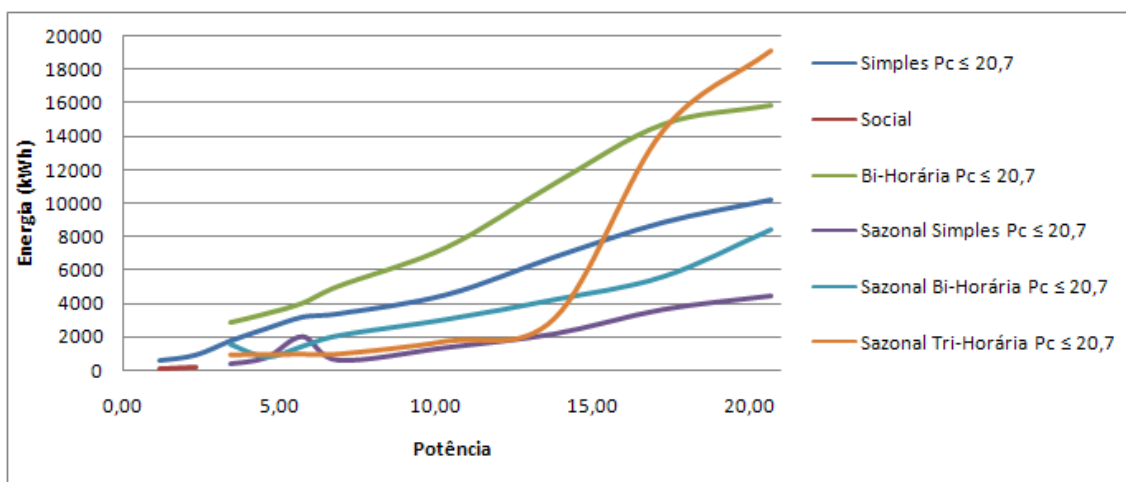


Figura 3.8: Relação entre a Potência Contratada ( $P_c \leq 20,7$  kVA) e o Consumo Médio Anual

Como se pode observar na figura 3.7, após o cálculo da energia média anual do consumidor, a estratégia mantém-se igual a da BTN, ou seja, é carregado o perfil BTE<sup>4</sup>. Tendo assim todos os dados necessários para prosseguir, obtém-se o perfil do diagrama de cargas para a potência  $i$  (expressão 3.9).

$$DCP(i) = NC(i) \times EMA(i) \times P_{BTE} \quad (3.9)$$

onde  $DCP(i)$  representa o Diagrama de Cargas da Potência  $i$ ,  $NC(i)$  é o Número de Consumidores da Potência  $i$ ,  $EMA(i)$  é Energia Média Anual da Potência  $i$  e  $P_{BTE}$  é o Perfil Normalizado para BTE.

Posteriormente o perfil obtido para o diagrama de cargas é guardado. O processo todo é repetido até não existirem mais potências a introduzir. A fase final é igual a sub-estratégia<sub>1</sub> para a obtenção do diagrama em BTN, ou seja, é multiplicado um factor de simultaneidade (introduzido empiricamente) pela soma de todos os perfis (expressão 3.10)

$$DCP_{Final} = F.S \times \sum_i^N DCP(i) \quad (3.10)$$

### 3.2.4 Aplicação da estratégia principal para obter o diagrama de cargas

Calculado os diagramas de cargas para os clientes BTN domésticos, BTN comerciais e BTE, passa-se a fase final. Assim, somam-se todos os diagramas e aplica-se o factor de ajustamento. A expressão 3.12 traduz a fase final do estratégia principal (figura 3.5) para a obtenção do diagrama de cargas.

<sup>4</sup>Perfil disponível em <http://www.erse.pt>

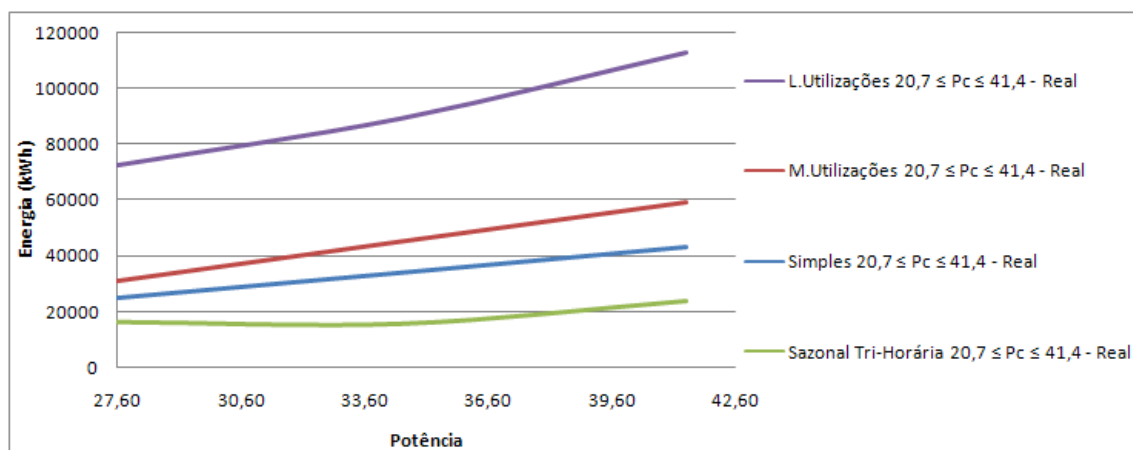


Figura 3.9: Relação entre a Potência Contratada ( $20,7 \text{ kVA} < P_c \leq 41,4 \text{ kVA}$ ) e o Consumo Médio Anual

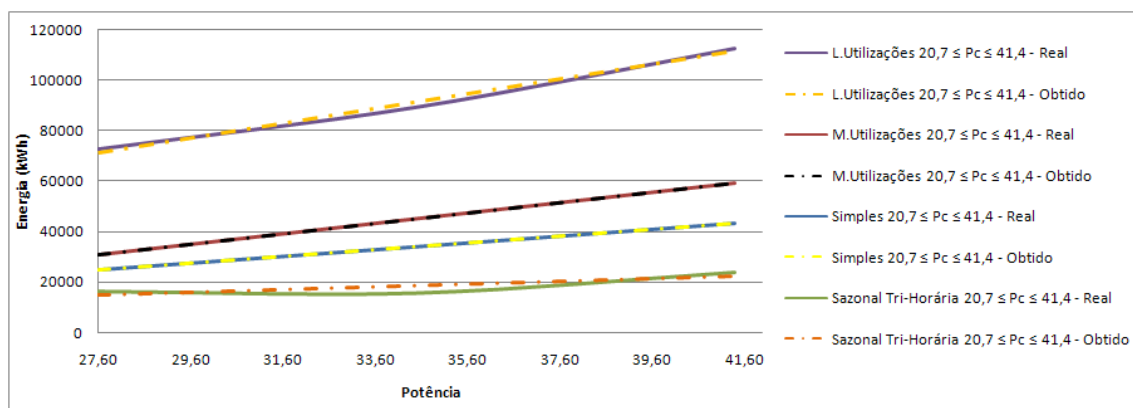


Figura 3.10: Comparação das curvas reais com as curvas obtidas para os quatro tarifários.

$$\text{DiagramaCargas} = \left( DC_{Final}^{BTN_{Doméstico}} + DC_{Final}^{BTN_{DComercial}} + DP_{Final}^{BTE} \right) \times \left( 1 + \frac{fpr_h}{100} \right) \quad [9] \quad (3.11)$$

$$fpr_h = \left[ \left( 1 + \frac{fpBT_h}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{fpMT_h}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{fpAT_h}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{fpMAT_h}{100} \right) \right] - 1 \quad [9] \quad (3.12)$$

onde  $fpBT_h$ ,  $fpMT_h$ ,  $fpAT_h$  e  $fpMAT_h$  são os factores de ajustamento para perdas em BT, em MT, em AT e em MAT, respectivamente e  $DC_{Final}^{BTN_{Doméstico}}$ ,  $DC_{Final}^{BTN_{DComercial}}$  e  $DP_{Final}^{BTE}$  os diagramas finais dos consumidores BTN Domésticos, BTN Comercial e BTE, respectivamente, resultantes das sub-estratégias referidas nos capítulos 3.2.2 e 3.2.3.

### 3.3 Ferramenta desenvolvida

A metodologia para a modelização da carga foi desenvolvido em suporte em excel, este encontra-se dividido em 7 folhas que serão apresentadas ao longo das próximas

Tabela 3.4: Parâmetros  $c_1$  e  $c_2$  da função de aproximação.

| Opção Tarifária                           | $c_1$     | $c_2$   |
|---|-----------|---------|
| M.Utilizações $20,7 < Pc \leq 41,4$       | -25901,70 | 2056,29 |
| L.Utilizações $20,7 < Pc \leq 41,4$       | -8917,35  | 2911,20 |
| Simples $20,7 < Pc \leq 41,4$             | -11510,23 | 1325,78 |
| Sazonal Tri-Horária $20,7 < Pc \leq 41,4$ | -97,56    | 544,99  |

secções do presente capítulo.

### 3.3.1 Folha de Dados

A folha de dados é constituída por três tabelas, uma para a classe BTN Doméstica, outra para a classe BTN Comercial e a última para a classe BTE. Nas tabelas inerentes a classe BTN, o utilizador deverá obrigatoriamente introduzir o número de lotes/fracções existentes na urbanização para as respectivas potências e seguidamente escolher uma tarifa.

Para a classe BTE, para além do número de lotes/fracções e a tarifa, o utilizador deverá, introduzir o valor da potência (prevista) a contratar.

Existe ainda uma coluna, quer para a classe BTN quer para a classe BTE, na qual se observa a energia anual por fracção correspondente a tarifa escolhida para uma determinada potência.

| BTN Doméstico       |                                 |                               |                                 |
|---------------------|---------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| Potências BTN (kVA) | Introduzir (N.º lotes/fracções) | Escolher Tarifa               | Energia Anual por fracção (kWh) |
| 1,15                |                                 |                               |                                 |
| 2,30                |                                 |                               |                                 |
| 3,45                |                                 |                               |                                 |
| 4,60                |                                 |                               |                                 |
| 5,75                |                                 |                               |                                 |
| 6,90                |                                 |                               |                                 |
| 10,35               |                                 |                               |                                 |
| 13,80               | 11                              | Simples Pc ≤ 20,7             | 6786                            |
| 17,25               | 170                             | Simples Pc ≤ 20,7             | 8854                            |
| 20,70               |                                 |                               |                                 |
| 27,60               | 360                             | Sazonal Tri-Horária Pc ≤ 20,7 | 2011                            |
| 34,50               | 953                             | Simples 20,7 < Pc ≤ 41,4      | 34180                           |
| 41,40               |                                 |                               |                                 |
| Total               | 694                             |                               | 43397                           |

| BTE                           |                                 |                                   |                                 |
|-------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| Introduzir Potências BTE (kW) | Introduzir (N.º lotes/fracções) | Escolher Tarifa para a introdução | Energia Anual por fracção (kWh) |
| 969,00                        | 1                               | Simples 20,7 < Pc ≤ 41,4          | 426245                          |
| 320,00                        | 1                               | Simples 20,7 < Pc ≤ 41,4          | 432741                          |
| 490,00                        | 1                               | Simples 20,7 < Pc ≤ 41,4          | 636124                          |
| 645,00                        | 1                               | Simples 20,7 < Pc ≤ 41,4          | 870137                          |
| 1295,00                       | 1                               | Simples 20,7 < Pc ≤ 41,4          | 1705381                         |
| 167,00                        | 1                               | Simples 20,7 < Pc ≤ 41,4          | 230559                          |
| 189,00                        | 1                               | Simples 20,7 < Pc ≤ 41,4          | 367267                          |
| Total                         | 7                               |                                   |                                 |
| Introduzir F. B.              | 6,00                            |                                   |                                 |

| BTN Comercial       |                                 |                          |                                 |
|---------------------|---------------------------------|--------------------------|---------------------------------|
| Potências BTN (kVA) | Introduzir (N.º lotes/fracções) | Escolher Tarifa          | Energia Anual por fracção (kWh) |
| 1,15                |                                 |                          |                                 |
| 2,30                |                                 |                          |                                 |
| 3,45                |                                 |                          |                                 |
| 4,60                |                                 |                          |                                 |
| 5,75                |                                 |                          |                                 |
| 6,90                |                                 |                          |                                 |
| 10,35               |                                 |                          |                                 |
| 13,80               | 1                               | Simples Pc ≤ 20,7        | 6786                            |
| 17,25               | 1                               | Simples Pc ≤ 20,7        | 8854                            |
| 20,70               |                                 |                          |                                 |
| 27,60               |                                 |                          |                                 |
| 34,50               | 1                               | Simples 20,7 < Pc ≤ 41,4 | 34180                           |
| 41,40               | 1                               | Simples 20,7 < Pc ≤ 41,4 | 43397                           |
| Total               | 4                               |                          |                                 |

Figura 3.11: Folha de dados para a modelização da carga.

### 3.3.2 Folha de Perfis

Nesta folha, encontram-se os perfis relevantes para este projecto. Os perfis disponíveis no site da ERSE, continham a informação para a base de um quarto de hora, no entanto, como todo o trabalho é tratado numa base horária, foi feito o acerto dos perfis iniciais para

a mesma base. O acerto consistiu apenas em somar para cada hora, os quatros valores do perfil correspondentes a cada quinze minutos da hora para qual era feito o acerto. É de frisar que cada valor nominal de um dado perfil fornecido pela ERSE está multiplicado por 1000 de forma a facilitar a leitura, e mesmo assim, a ordem de grandeza dos valores é de décima, no entanto, nos cálculos onde sejam necessários os perfis foi feito a respectiva divisão por 1000. Como se pode observar na figura 3.12, as três primeiras colunas fazem referência à data, nomeadamente, ao mês, dia e hora. As três colunas seguintes são os perfis de BTN, classe A, classe B e classe C, respetivamente, e a última coluna corresponde ao perfil BTE.

As quatro colunas seguintes correspondem aos perfis horários de perdas para as redes de baixa tensão (BT), média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) que são necessário para fazer o ajuste do consumo para as perdas. A última coluna tem o factor de ajustamento para perdas calculado para clientes finais BT.

|      | A | B     | C  | D     | E            | F         | G         | H         | I         | J                | K      | L      | M      | N | O      |
|------|---|-------|----|-------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------------|--------|--------|--------|---|--------|
| 1    |   |       |    |       |              |           |           |           |           |                  |        |        |        |   |        |
| 2    |   |       |    |       | Perfis em BT |           |           |           |           | Perfis de perdas |        |        |        |   |        |
| 3    |   | MM    | DD | Hora  | BTN_CA       | BTN_CB    | BTN_CC    | BTE       |           | BT               | MT     | AT     | MAT    |   | fprh   |
| 4    |   | 1     | 1  | 01:00 | 0,0831       | 0,1361    | 0,1491    | 0,0753    |           | 0,2560           | 0,1405 | 0,0461 | 0,0608 |   | 0,0050 |
| 5    |   | 1     | 1  | 02:00 | 0,0697       | 0,1213    | 0,1271    | 0,0679    |           | 0,2167           | 0,1251 | 0,0414 | 0,0608 |   | 0,0044 |
| 6    |   | 1     | 1  | 03:00 | 0,0667       | 0,1110    | 0,1096    | 0,0646    |           | 0,1901           | 0,1168 | 0,0390 | 0,0672 |   | 0,0041 |
| 7    |   | 1     | 1  | 04:00 | 0,0642       | 0,1060    | 0,0957    | 0,0649    |           | 0,1697           | 0,1106 | 0,0371 | 0,0672 |   | 0,0039 |
| 8    |   | 1     | 1  | 05:00 | 0,0634       | 0,1027    | 0,0839    | 0,0686    |           | 0,1532           | 0,1073 | 0,0361 | 0,0672 |   | 0,0036 |
| 8759 |   | 12    | 31 | 20:00 | 0,1812       | 0,1890    | 0,2300    | 0,1652    |           | 0,4167           | 0,2046 | 0,0664 | 0,0576 |   | 0,0075 |
| 8760 |   | 12    | 31 | 21:00 | 0,1699       | 0,1850    | 0,2390    | 0,1371    |           | 0,4264           | 0,2008 | 0,0651 | 0,0576 |   | 0,0075 |
| 8761 |   | 12    | 31 | 22:00 | 0,1574       | 0,1807    | 0,2329    | 0,1198    |           | 0,4135           | 0,1943 | 0,0632 | 0,0556 |   | 0,0073 |
| 8762 |   | 12    | 31 | 23:00 | 0,1377       | 0,1796    | 0,2198    | 0,1052    |           | 0,3879           | 0,1848 | 0,0603 | 0,0556 |   | 0,0069 |
| 8763 |   | 12    | 31 | 24:00 | 0,1164       | 0,1698    | 0,1913    | 0,0940    |           | 0,3373           | 0,1677 | 0,0549 | 0,0556 |   | 0,0062 |
| 8764 |   | Total |    |       |              | 1000,0000 | 1000,0000 | 1000,0000 | 1000,0000 |                  |        |        |        |   |        |
| 8765 |   |       |    |       |              |           |           |           |           |                  |        |        |        |   |        |

<

Figura 3.12: Perfis relevantes para o projecto.

### 3.3.3 Folha de Parâmetros

A folha de parâmetros dispõe da tabela fornecida pela EDP dos "Consumos médios anuais para efeitos de estimativa no caso de clientes sem histórico de consumos".

É também nesta folha que se encontram os parâmetros  $c_1$   $c_2$  (tabela 3.4) necessários para o cálculo do consumo anual para clientes BTE.

O utilizador não deverá em nenhum caso alterar qualquer parâmetro.

### 3.3.4 As três folhas de cálculos

Existem um total de três folhas de cálculo correspondente aos consumidores BTN domésticos, BTN comerciais e BTE.

É nestas folhas que são aplicadas as estratégias para obtenção do diagramas de cargas em BTN e BTE referidas nos capítulos 3.2.2 e 3.2.3 respectivamente.



|    | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K | L | M | N | O |
|----|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 3  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 4  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 6  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 7  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 9  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 10 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 11 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 12 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 13 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 14 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 15 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 16 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 17 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 18 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 19 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 20 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 21 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |

| Consumo Médios Anuais (kWh)                | Potências BTN (kVA) |      |      |      |      |      |       |       |       |       |       |       |        |  |
|--|---------------------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--|
| Tarifa                                     | 1,15                | 2,30 | 3,45 | 4,60 | 5,75 | 6,90 | 10,35 | 13,80 | 17,25 | 20,70 | 27,60 | 34,50 | 41,40  |  |
| Social                                     | 58                  | 196  |      |      |      |      |       |       |       |       |       |       |        |  |
| Simples $P_c \leq 20,7$                    | 579                 | 908  |      |      |      |      |       |       |       |       |       |       |        |  |
| Bi-Horária $P_c \leq 20,7$                 |                     |      | 2916 | 3447 | 4071 | 5088 | 7401  | 11210 | 14728 | 15855 |       |       |        |  |
| Sazonal Simples $P_c \leq 20,7$            |                     |      | 361  | 741  | 1995 | 574  | 1342  | 2164  | 3622  | 4432  |       |       |        |  |
| Sazonal Bi-Horária $P_c \leq 20,7$         |                     |      | 1556 | 800  | 1442 | 2084 | 3053  | 4240  | 5604  | 8428  |       |       |        |  |
| Sazonal Tri-Horária $P_c \leq 20,7$        |                     |      | 926  | 943  | 961  | 978  | 1744  | 3125  | 14300 | 19092 |       |       |        |  |
| M.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$       |                     |      |      |      |      |      |       |       |       |       | 30818 | 45108 | 59195  |  |
| L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$       |                     |      |      |      |      |      |       |       |       |       | 72551 | 89280 | 112726 |  |
| Simples $20,7 < P_c \leq 41,4$             |                     |      |      |      |      |      |       |       |       |       | 25101 | 34190 | 43397  |  |
| Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ |                     |      |      |      |      |      |       |       |       |       | 16409 | 15775 | 23930  |  |

| Tarifa                                     | Parâmetros |         |
|--|------------|---------|
|  | c1         | c2      |
| M.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$       | -25901,70  | 2056,29 |
| L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$       | -8917,35   | 2911,20 |
| Simples $20,7 < P_c \leq 41,4$             | -11510,23  | 1325,78 |
| Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ | -97,56     | 544,99  |

Dados

Parâmetros

Cálculos BTN Doméstico

Cálculos BTN Comercial

Cálculos RTE

Programa Final BTN e RTE

Figura 3.13: Folha dos parâmetros da ferramenta de modelização da carga.

Existem duas folhas que a primeira vista parecem iguais para os consumidores BTN, uma para os domésticos e outra para os comerciais, no entanto, existe uma ligeira diferença não visível, como foi referido anteriormente, o factor de simultaneidade difere nestes dois tipos de cliente. Devido a esta diferença, implementaram-se duas folhas distintas, a semelhança da folha de dados na qual foi necessário criar duas tabelas para os clientes BTN, domésticos e comerciais.

Nas figuras 3.14 e 3.15 verifica-se a semelhança das duas folhas de cálculo.

Em cada uma das folhas também foi colocado um "visor" onde podemos ver o consumo total anual da respectiva classe, dando assim, uma ideia e ordem de grandeza do consumo por tipo de consumidor.

|      | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K | L | M | N |
|------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 3    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 4    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 6    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 7    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 9    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 10   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 11   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 12   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 13   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 14   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 15   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 16   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 17   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 18   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8760 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8761 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8762 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8763 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8764 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8765 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |

| BTN_D                  | Potências BTN (kVA): | NºLotes/fracções | Energia Anual (kWh) | TOTAL (kWh) | Perfil BTN_CA | Perfil BTN_CC | Perfil BTN Doméstico | Consumo TOTAL (GWh) |
|------------------------|----------------------|------------------|---------------------|-------------|---------------|---------------|----------------------|---------------------|
| Classe C               | 1,15                 | 0,00             | 0                   | 74756       | 301,973       | 2,568         | 304,54               | 3,65                |
|                        | 2,30                 | 0,00             | 0                   |             | 253,100       | 2,189         | 255,29               |                     |
|                        | 3,45                 | 0,00             | 0                   |             | 242,322       | 1,888         | 244,21               |                     |
|                        | 4,60                 | 0,00             | 0                   |             | 233,233       | 1,647         | 234,88               |                     |
|                        | 5,75                 | 0,00             | 0                   |             | 230,340       | 1,445         | 231,79               |                     |
|                        | 6,90                 | 0,00             | 0                   |             | 251,736       | 1,343         | 253,08               |                     |
| Classe A               | 10,35                | 0,00             | 0                   | 15772610    | 271,452       | 1,303         | 272,75               |                     |
|                        | 13,80                | 11,00            | 6796                |             | 288,366       | 1,367         | 289,73               |                     |
|                        | 17,25                | 170,00           | 8854                |             | 309,565       | 1,487         | 311,05               |                     |
|                        | 20,70                | 0,00             | 0                   |             | 348,852       | 1,825         | 350,68               |                     |
|                        | 27,60                | 360,00           | 25101               |             | 392,724       | 2,236         | 394,96               |                     |
|                        | 34,50                | 153,00           | 34190               |             | 431,930       | 2,496         | 434,43               |                     |
|                        | 41,40                | 0,00             | 0                   | 458,865     | 2,546         | 461,41        |                      |                     |
| TOTAL:                 |                      | 694              | →                   | 15847366    | 449,010       | 2,365         | 451,37               |                     |
| Factor Simultaneidade: |                      | 0,23             | →                   | 3650719     | 441,705       | 2,178         | 443,88               |                     |
|                        |                      |                  |                     |             | 617,279       | 4,116         | 621,40               |                     |
|                        |                      |                  |                     |             | 571,790       | 4,011         | 575,80               |                     |
|                        |                      |                  |                     |             | 500,384       | 3,785         | 504,17               |                     |
|                        |                      |                  |                     |             | 422,766       | 3,294         | 426,06               |                     |
|                        |                      |                  |                     |             |               |               |                      |                     |

|       |         |     |
|-------|---------|-----|
| TOTAL | 3650719 | kWh |
|-------|---------|-----|

▶ Dados

▶ Períodos

▶ Cálculos BTN Doméstico

▶ Cálculos BTN Comercial

▶ Cálculos RTE

▶ Programação de Cálculos

Figura 3.14: Folha de Cálculo para obtenção do diagrama de cargas dos clientes BTN Doméstico.

Como se pode observar na figura 3.16, a folha de cálculos para obtenção do diagrama de cargas em BTE é muito semelhante às de BTN, tal facto não é surpreendente, pois

| 1    | A | B        | C                      | D                | E                   | F     | G     | H | I             | J             | K                    | L                   | M | N |
|------|---|----------|------------------------|------------------|---------------------|-------|-------|---|---------------|---------------|----------------------|---------------------|---|---|
| 2    |   | BTN_E    | Potências BTN (kVA):   | NºLotes/fracções | Energia Anual (kWh) |       | TOTAL |   | Perfil BTN_CA | Perfil BTN_CC | Perfil BTN Comercial | Consumo TOTAL (GWh) |   |   |
| 3    |   |          |                        |                  | Por fracção         | Total |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 4    |   | Classe C | 1,15                   | 0,00             |                     | 0     |       |   | 5,388         | 0,760         | 6,15                 |                     |   |   |
| 5    |   |          | 2,30                   | 0,00             |                     | 0     |       |   | 4,516         | 0,648         | 5,16                 |                     |   |   |
| 6    |   |          | 3,45                   | 0,00             |                     | 0     |       |   | 4,324         | 0,559         | 4,88                 |                     |   |   |
| 7    |   |          | 4,60                   | 0,00             |                     | 0     |       |   | 4,161         | 0,488         | 4,65                 |                     |   |   |
| 8    |   |          | 5,75                   | 0,00             |                     | 0     |       |   | 4,110         | 0,428         | 4,54                 |                     |   |   |
| 9    |   |          | 6,90                   | 0,00             |                     | 0     |       |   | 4,492         | 0,397         | 4,89                 |                     |   |   |
| 10   |   |          | 10,35                  | 0,00             |                     | 0     |       |   | 4,843         | 0,386         | 5,23                 |                     |   |   |
| 11   |   |          | 13,80                  | 1,00             | 6796                | 6796  |       |   | 5,145         | 0,404         | 5,55                 |                     |   |   |
| 12   |   | Classe A | 17,25                  | 1,00             | 8854                | 8854  |       |   | 5,523         | 0,440         | 5,96                 |                     |   |   |
| 13   |   |          | 20,70                  | 0,00             |                     | 0     |       |   | 6,224         | 0,540         | 6,76                 |                     |   |   |
| 14   |   |          | 27,60                  | 0,00             |                     | 0     |       |   | 7,007         | 0,662         | 7,67                 |                     |   |   |
| 15   |   |          | 34,50                  | 1,00             | 34190               | 34190 |       |   | 7,707         | 0,739         | 8,45                 |                     |   |   |
| 16   |   |          | 41,40                  | 1,00             | 43397               | 43397 |       |   | 8,187         | 0,754         | 8,94                 |                     |   |   |
| 17   |   |          | TOTAL:                 | 4                |                     |       | 93237 |   | 8,011         | 0,700         | 8,71                 |                     |   |   |
| 18   |   |          | Factor Simultaneidade: | 0,75             |                     |       | 69928 |   | 7,881         | 0,645         | 8,53                 |                     |   |   |
| 19   |   |          |                        |                  |                     |       |       |   | 7,396         | 0,621         | 8,02                 |                     |   |   |
| 8761 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   | 10,202        | 1,187         | 11,39                |                     |   |   |
| 8762 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   | 8,928         | 1,120         | 10,05                |                     |   |   |
| 8763 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   | 7,543         | 0,975         | 8,52                 |                     |   |   |
| 8764 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8765 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8766 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8767 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8768 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8769 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8770 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8771 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8772 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8773 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8774 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8775 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8776 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8777 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8778 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8779 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8780 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8781 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8782 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8783 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8784 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8785 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8786 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8787 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8788 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8789 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8790 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8791 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8792 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8793 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8794 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8795 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8796 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8797 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8798 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8799 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8800 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8801 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8802 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8803 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8804 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8805 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8806 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8807 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8808 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8809 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8810 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8811 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8812 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8813 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8814 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8815 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8816 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8817 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8818 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8819 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8820 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8821 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8822 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8823 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8824 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8825 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8826 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8827 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8828 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8829 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8830 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8831 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8832 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8833 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8834 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8835 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8836 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8837 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8838 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8839 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8840 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8841 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8842 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8843 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8844 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8845 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8846 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8847 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8848 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8849 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8850 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8851 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8852 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8853 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8854 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8855 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8856 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8857 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8858 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8859 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8860 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8861 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8862 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8863 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8864 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8865 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8866 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8867 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8868 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8869 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8870 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8871 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8872 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8873 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8874 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8875 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8876 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8877 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8878 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8879 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8880 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8881 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8882 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8883 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8884 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8885 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8886 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8887 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8888 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8889 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8890 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8891 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8892 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8893 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8894 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8895 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8896 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8897 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8898 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8899 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8900 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8901 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8902 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8903 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8904 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8905 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8906 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8907 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8908 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8909 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8910 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8911 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8912 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8913 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8914 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8915 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8916 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8917 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8918 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8919 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8920 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8921 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8922 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8923 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8924 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8925 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |
| 8926 |   |          |                        |                  |                     |       |       |   |               |               |                      |                     |   |   |

O resultado final, isto é, o diagrama de cargas da urbanização em estudo (ajustado para as perdas), será introduzido no EPSO como dado fundamental para o dimensionamento do sistema híbrido.

|      | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K | L |
|------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 3    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 4    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 6    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 7    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 9    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 10   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 11   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 12   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 13   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 14   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 15   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8760 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8761 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8762 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8763 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8764 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8765 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8766 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |

| Data         |    |       | Diagrama Final<br>BTN + BTE | Diagrama Final<br>BTN + BTE<br>Ajustado para Perdas |
|--------------|----|-------|-----------------------------|---|
| MM           | DD | Hora  |                             |   |
| 1            | 1  | 01:00 | 629,25                      | 629,28  |
| 1            | 1  | 02:00 | 547,71                      | 547,73  |
| 1            | 1  | 03:00 | 522,29                      | 522,31  |
| 1            | 1  | 04:00 | 513,80                      | 513,82  |
| 1            | 1  | 05:00 | 526,54                      | 526,56  |
| 1            | 1  | 06:00 | 563,75                      | 563,78  |
| 1            | 1  | 07:00 | 584,95                      | 584,97  |
| 1            | 1  | 08:00 | 624,68                      | 624,70  |
| 1            | 1  | 09:00 | 648,71                      | 648,73  |
| 1            | 1  | 10:00 | 707,77                      | 707,80  |
| 1            | 1  | 11:00 | 784,78                      | 784,82  |
| 1            | 1  | 12:00 | 840,74                      | 840,78  |
| 12           | 31 | 21:00 | 1213,28                     | 1213,37   |
| 12           | 31 | 22:00 | 1093,70                     | 1093,78   |
| 12           | 31 | 23:00 | 959,21                      | 959,27  |
| 12           | 31 | 24:00 | 832,09                      | 832,14  |
| <b>Total</b> |    |       | <b>7949081</b>              | <b>7949485</b>                                      |

| Consumo TOTAL (GWh)   |         |        |         |
|-----------------------|---------|--------|---------|
| Perdas                |         |        |         |
| Sem                   |         | Com    |         |
| 7,9491                |         | 7,9495 |         |
| Potência              |         |        |         |
| Mínimo                | Máximo  | Mínimo | Máximo  |
| 451,54                | 1749,59 | 451,56 | 1749,70 |
| Total de Perdas (kWh) |         |        |         |
| 404,28                |         |        |         |

|              |                |                |     |
|--------------|----------------|----------------|-----|
| <b>Total</b> | <b>7949081</b> | <b>7949485</b> | kWh |
|--------------|----------------|----------------|-----|

|       |        |           |                        |                        |              |                        |
|-------|--------|-----------|------------------------|------------------------|--------------|------------------------|
| Dados | Perdas | Diagramas | Cálculos BTN Doméstico | Cálculos BTN Comercial | Cálculos BTE | Diagrama Final BTN+BTE |
|-------|--------|-----------|------------------------|------------------------|--------------|------------------------|

Figura 3.17: Folha com os valores do consumo horário para um ano.

A título de exemplo, na figura 3.18 apresenta-se os resultados que são possíveis de obter com o uso da ferramenta.

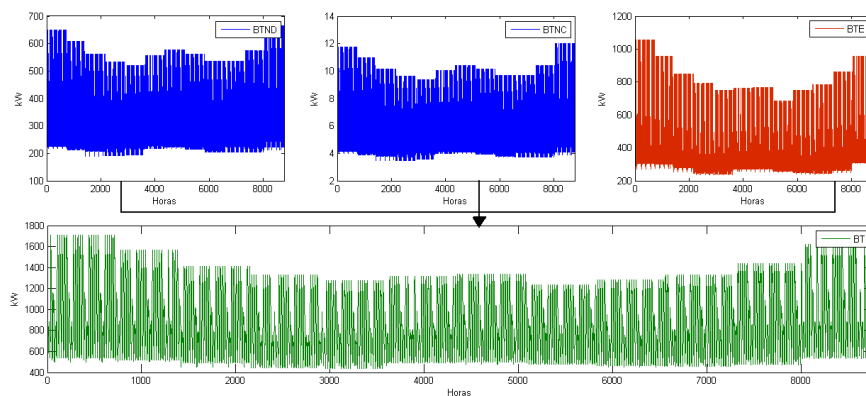


Figura 3.18: Perfil obtido com o uso da ferramenta desenvolvida.



## Capítulo 4

# Produção Renovável

Neste capítulo pretende-se apresentar as metodologias e ferramentas utilizadas para estimação da produção a partir da energia do sol e do vento. Assim, as fórmulas apresentadas neste capítulo não serão sujeitas a extensivas explicações, pois o que se pretende é apenas apresentar conceitos base de suporte ao cálculo da produção renovável.

### 4.1 Produção Fotovoltaica

Nesta secção serão abordados alguns conceitos básicos sobre cálculo de produção fotovoltaica. Convém ainda referir que, nesta dissertação, o termo radiação usar-se-á num sentido genérico. Para se distinguir entre potência e energia utilizam-se definições mais precisas: irradiância para a densidade de potência numa superfície, e irradiação para a densidade de energia incidente durante um certo período de tempo.

#### 4.1.1 Introdução

A interação da radiação solar com a atmosfera da Terra e a superfície terrestre é determinada essencialmente por três factores:

- A geometria da Terra (declinação, latitude, ângulo solar);
- O terreno (elevação, inclinação e orientação da superfície, sombreamentos);
- Atenuação atmosférica (reflexão e absorção) originada por:
  - Gases (moléculas do ar, ozono, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>);
  - Partículas sólidas e líquidas;
  - Nuvens (água condensada).

O primeiro factor, determina a radiação extraterrestre disponível, tendo em conta a posição do Sol. A radiação que chega a superfície terrestre e modificada pelas características do terreno. Além disso, a radiação solar que atravessa a atmosfera e então atenuada por vários constituintes da atmosfera, como por exemplo gases, partículas sólidas e líquidas, nuvens (incluídos no terceiro factor) [5].

O resultado destas interações origina uma radiação solar que incide sobre um módulo FV e se divide em três componentes: a radiação directa ( $H_b$ ), radiação difusa ( $H_d$ ) e a radiação reflectida no albedo ( $H_b$ ) (figura 4.1). A radiação total (directa + difusa + albedo) é o conjunto das três componentes que, incide numa superfície e denominada radiação global ( $H$ ) [5].

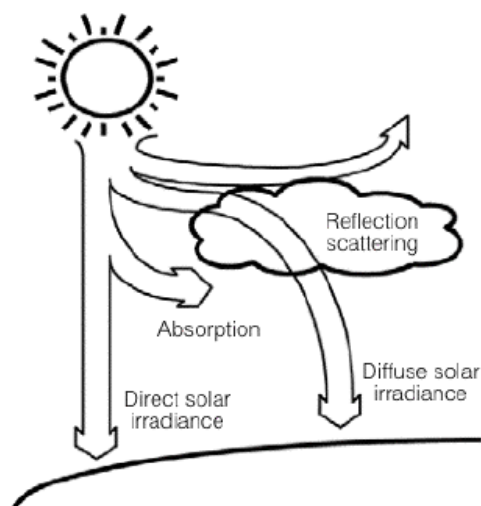


Figura 4.1: Componentes da radiação solar

#### 4.1.2 Radiação solar incidente numa superfície

Antes de entrar em detalhes sobre o modelo fotovoltaico, são apresentados os princípios bases utilizados e em alguns as alterações efectuadas, são ainda definidas algumas variáveis que serão mencionadas várias vezes ao longo deste capítulo. As definições das equações apresentadas provêm do manual do Retscreen [10] e de material didáctico da FEUP [11].

##### 4.1.2.1 Declinação

A declinação é o ângulo entre o plano do equador e a direcção Sol-Terra (figura 4.2). O seu valor em graus é dado pela equação de Cooper:

$$\delta = 23,45 \times \sin\left(2\pi \times \frac{284 + d_n}{365}\right) \quad [10] \quad (4.1)$$

onde  $d_n$  é o dia do ano.

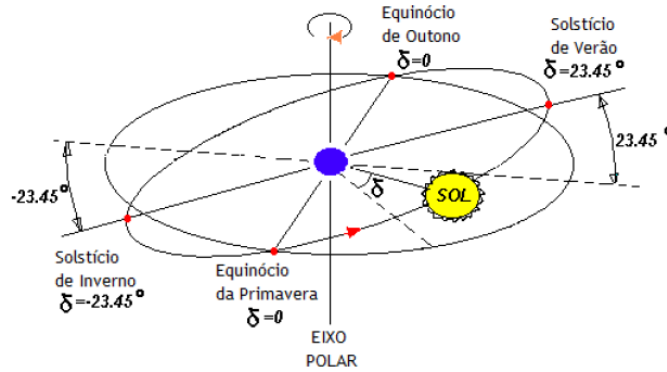


Figura 4.2: Ângulo entre o plano de equador e a direcção Sol-Terra - declinação [5]

#### 4.1.2.2 Ângulo horário solar

A evolução temporal, ao longo do dia, é dada pelo ângulo horário solar. O valor do ângulo horário solar é nulo ao meio-dia solar, negativo de manhã, positivo de tarde e aumenta de 15° por hora<sup>1</sup> [11]. O ângulo horário solar à saída e pôr do sol é dada pelas equações 4.3 e 4.3 respectivamente [11]:

$$\omega_s = -\arccos(-\tan\delta \times \tan\phi) \quad (4.2)$$

$$\omega_p = \arccos(-\tan\delta \times \tan\phi) \Leftrightarrow \omega_p = -\omega_s \quad (4.3)$$

#### 4.1.2.3 Radiação extraterrestre

A irradiação extraterrestre é a densidade de energia que incide na camada atmosférica. A irradiação extraterrestre média diária numa superfície horizontal  $H_0$ , para o dia  $n$ , é obtida através da expressão seguinte [11]:

$$H_0^{diário} = \frac{24}{\pi} \cdot I_{SC} \times \left[1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot d_n}{365}\right)\right] \times (|\omega_s| \cdot \sin\delta \cdot \sin\phi + \cos\delta \cdot \sin\phi) \quad (4.4)$$

onde  $I_{SC}$  é a constante solar igual à 1367 W/m<sup>2</sup>. Tendo em conta os dados fornecidos e para obter um maior grau de precisão, aqui foi efectuada uma ligeira alteração. Assim, a irradiação extraterrestre foi calculado para uma média horária obtendo-se a irradiância, a

<sup>1</sup>Uma volta de 360° em 24 horas.

expressão 4.5 mostra a alteração efectuada:

$$\begin{cases} h_0 = H_0^{\text{horário}} = \frac{1}{\pi} \cdot I_{SC} \times \left[ 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot d_n}{365}\right) \right] \times (|\omega_s| \cdot \sin\delta \cdot \sin\phi + \cos\delta \cdot \sin|\omega_s|) \\ \Leftrightarrow h_0 = H_0^{\text{horário}} = \frac{H_0}{24} \end{cases} \quad (4.5)$$

#### 4.1.2.4 Índice de claridade

Antes de atingir o solo, a radiação solar é atenuada pela atmosfera e nuvens. A razão entre a radiação no solo e a radiação extraterrestre tem o nome de índice de claridade (tradução literal do americano "clearness index"). A média mensal do índice de claridade,  $\bar{K}_T$ <sup>2</sup> é dado pela expressão seguinte [10]:

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (4.6)$$

onde  $\bar{H}$  é a média mensal da irradiação global no plano horizontal e  $\bar{H}_0$  a média mensal da irradiação extraterrestre na mesma superfície horizontal. Aqui também foi efectuado uma ligeira alteração para obter um  $k_T$  horário<sup>3</sup> (expressão 4.7).

$$k_T = \frac{h}{h_0} \quad (4.7)$$

#### 4.1.2.5 Radiação directa

A radiação solar pode ser separada em duas componentes: a radiação directa recebidos em linha recta do sol e radiação difusa originada pelos raios não directos e dispersos pela atmosfera. Sabendo os valores da irradiância global  $h$  e irradiância dispersa  $h_d$  para o plano horizontal, então, a irradiância directa  $h_b$ , é dada pela expressão seguinte:

$$h_b = h - h_d \quad [10] \quad (4.8)$$

#### 4.1.2.6 Radiação no plano do gerador fotovoltaico

A irradiância total ( $h_t$ ) incidente em superfícies inclinadas é calculada pela soma das três componentes da irradiância<sup>4</sup> (directa, difusa e reflectida pelo solo).

$$h_t = h_b R_b + h_d \left( \frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + h_p \left( \frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \quad [10] \quad (4.9)$$

<sup>2</sup>Os valores do  $\bar{K}_T$  variam segundo os locais e as estações variando entre os 0,3 (regiões ou estações com elevada pluviosidade) e 0,8 (regiões ou climas secos).

<sup>3</sup>No anexo B é possível ver os valores de índice de claridade médio  $\bar{K}_T$  calculado directamente a partir da expressão 4.6 e dos valores horários de  $K_T$  definidos pela expressão 4.7

<sup>4</sup>Modelo isotrópico de Duffie e Beckman.



onde  $\rho$  representa o albedo<sup>5</sup>,  $\beta$  a inclinação do gerador fotovoltaico e  $R_b$  é o coeficiente que converte a radiação directa no plano horizontal em radiação directa no plano do gerador fotovoltaico.

Para o albedo foram considerado os valores seguintes [10]:

$$\begin{cases} \rho = 0,7; T(^{\circ}C) < -5 \\ \rho = -0,1 \times T(^{\circ}C) + 0,2; -5 \leq T(^{\circ}C) \leq 0 \\ \rho = 0,2; T(^{\circ}C) > 0 \end{cases} \quad (4.10)$$

onde  $T(^{\circ}C)$  é a temperatura em graus célsius.

O coeficiente  $R_b$  é definido pela expressão seguinte [11]:

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(|\omega_{ss}|) + |\omega_{ss}| \cdot \sin(\phi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(|\omega_s|) + |\omega_s| \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\delta)} \quad (4.11)$$

onde:

$$\omega_{ss} = \max(\omega_s; -\arccos(-tg(\delta) \cdot tg(\phi - \beta))) \quad [11] : \quad (4.12)$$

### 4.1.3 Modelo do gerador fotovoltaico

O modelo utilizado e adaptado tem por objectivo a flexibilidade na escolha da tecnologia cujas principais características variam. Assim, são utilizados valores genéricos para cada tecnologia que permitem obter resultados de boa qualidade sem a necessidade de escolher um equipamento específico. O modelo é concebido para uma base temporal de uma hora.

#### 4.1.3.1 Rendimento do gerador fotovoltaico

O rendimento do gerador fotovoltaico  $\eta_p$  é dado em função da temperatura média do módulo  $T_c$ :

$$\eta_{FV} = \eta_r [1 - \beta_{FV}(T_c - T_r)] \quad [10] \quad (4.13)$$

onde  $\eta_r$  é o rendimento do módulo à temperatura de referência  $T_r$  (25°C), e  $\beta_p$  é o coeficiente da temperatura para o rendimento do módulo. Por sua vez,  $T_c$  está ligado a temperatura ambiente  $T_a$  pela fórmula de Evans<sup>6</sup>, tal que:

$$T_c - T_a = (219 + 832 \cdot k_t) \times \frac{NOCT - 20}{800} \quad [10] \quad (4.14)$$

<sup>5</sup>Coeficiente de reflexão da luz difusa do solo.

<sup>6</sup>Evans, 1981

onde  $NOCT^7$  é a temperatura nominal das células em operação.  $\eta_r$ ,  $NOCT$  e  $\beta_p$  dependem do tipo de módulo considerado, sendo então, utilizados os valores da tabela 4.1. A ferramenta desenvolvida permite facilmente ao utilizador trocar os parâmetros desejados.

Tabela 4.1: Características das tecnologias FV [10].

| Tecnologia         | $\eta_r(\%)$ | $NOCT(^{\circ}C)$ | $\beta_p(\%/C)$ | $T_{ref}(^{\circ}C)$ | Potência/ $m^2(kW)$ |
|--------------------|--------------|-------------------|-----------------|----------------------|---------------------|
| Si-mono-cristalino | 13,00        | 45,00             | 0,40            | 25,00                | 0,150               |
| Si-poli-cristalino | 11,00        | 45,00             | 0,40            | 25,00                | 0,150               |
| Si-amorfo          | 5,00         | 50,00             | 0,11            | 25,00                | 0,150               |
| Cdte               | 7,00         | 46,00             | 0,24            | 25,00                | 0,150               |
| CIS                | 7,50         | 47,00             | 0,46            | 25,00                | 0,150               |

A equação 4.14 só é válida se a inclinação do gerador fotovoltaico for óptima<sup>8</sup>. Para este estudo, é considerado um sistema fixo sem seguimento, ou seja, a inclinação é fixa, tornando-se necessário aplicar um factor de correcção  $C_f$  definido por:

$$C_f = 1 - 1,17 \times 10^{-4}(\beta_{\text{óptimo}} - \beta_{\text{real}}) \quad [10] \quad (4.15)$$

Assim, aplicando a correcção  $C_f$  (equação 4.15) a fórmula de Evans (equação 4.14) obtém-se a expressão seguinte [10]:

$$\begin{aligned} T_c - T_a &= (219 + 832 \cdot K_t) \times \frac{NOCT - 20}{800} \times C_f \quad (4.16) \\ \Leftrightarrow T_c - T_a &= (219 + 832 \cdot k_t) \times \frac{NOCT - 20}{800} \times [1 - 1,17 \times 10^{-4}(\beta_{\text{óptimo}} - \beta_{\text{real}})] \quad (4.17) \end{aligned}$$

#### 4.1.3.2 Cálculo da produção fotovoltaica

Uma vez determinada a irradiância total incidente ( $h_t$ ) sobre uma superfície de um gerador fotovoltaico genérico e o rendimento do mesmo, procede-se ao cálculo da produção fotovoltaica. A expressão que permite estimar a produção é a seguinte [10]:

$$\begin{cases} E_{FV}(Wh/h) = h_t(Wh/(h \cdot m^2)) \cdot A(m^2) \cdot \eta_{FV}^{final} \\ \eta_{FV}^{final} = \eta_{FV}(\%) \cdot (1 - \lambda_{\text{totais}}(\%)) \cdot \eta_{MPPT}(\%) \end{cases} \Leftrightarrow \quad (4.18)$$

$$\Leftrightarrow E_{FV}(Wh/h) = h_t(Wh/(h \cdot m^2)) \cdot A(m^2) \cdot \eta_{FV}(\%) \cdot (1 - \lambda_{\text{totais}}(\%)) \cdot \eta_{MPPT}(\%) \quad (4.19)$$

<sup>7</sup>NOCT - Nominal Operating Cell Temperature

<sup>8</sup> $\beta_{\text{óptimo}} = \phi - \delta$ , onde  $\beta$  é a inclinação óptima,  $\phi$  é a latitude e  $\delta$  a declinação solar.

Tendo em conta a equação 4.19, a produção disponível depende, para além da irradiância incidente sobre o plano do gerador fotovoltaico ( $h_t$ ), das características do módulo utilizado no sistema, nomeadamente a área ( $A$ ) e a sua eficiência ( $\eta_{FV}$ ). Os sistemas fotovoltaicos, consoante se encontra ligado a rede ou não, apresentam valores consideráveis de perdas que não podem ser desprezadas. As perdas genéricas ( $\lambda_{totais}$ ) são da ordem dos 20% num sistema ligado a rede e 40% para sistemas isolados [11]. Além destes factos, nos sistemas fotovoltaicos é comum utilizarem-se controladores de máximo de potência, designados por MPPT<sup>9</sup>, logo a eficiência destes controladores juntamente com a eficiência de todo o sistema inversor ( $\eta_{MPPT}$ ), também deve ser considerada no cálculo da produção, apesar de apresentar valores elevados ( $\approx 90\%$ ) [5].

#### 4.1.4 Metodologia de estimativa da produção fotovoltaica

A metodologia resulta da aplicação dos capítulos 4.1.2 e 4.1.3 e para melhor interpretação de todos os processos efectuados neste modelo, o fluxograma da figura 4.3 permite uma compreensão mais sistemática. São ainda apresentados os 2 pré-processos necessários, cujos fluxogramas se encontram nas figuras 4.4 e 4.5. Cada um deles consiste numa representação gráfica dos conceitos vistos nos capítulos 4.1.3 e 4.1.2 respectivamente. O resultado que se pretende aqui obter, é a produção disponível  $E_{FV}(Wh/(h \cdot m^2))$ , isto é, a produção entre que na base de uma hora<sup>10</sup> por cada metro quadrado de painel. O resultado constitui um dado essencial a introduzir no modelo de optimização da potência instalada face as necessidades do consumo.

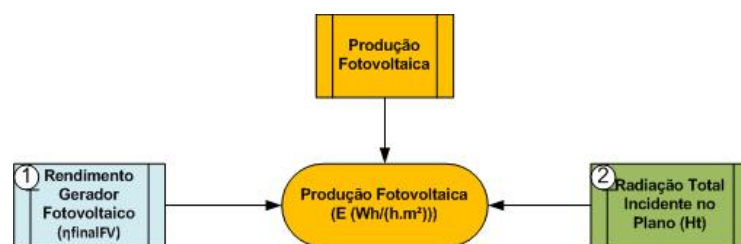


Figura 4.3: Fluxograma do método adoptado para o cálculo da produção fotovoltaica

#### 4.1.5 Ferramenta desenvolvida

Para aplicação da metodologia referida no capítulo 4.1.4, utilizou-se como ferramenta de cálculo o "Excel", este é constituído por quatro folhas que vão ser apresentadas ao longo dos capítulos 4.1.5.1, 4.1.5.2, 4.1.5.3 e 4.1.5.4.

<sup>9</sup>Maximum Power Point Tracker

<sup>10</sup>Durante um ano, ou seja para 8760 horas ( $365\text{dias} \times 24\text{horas} = 8760\text{horas}$ ).



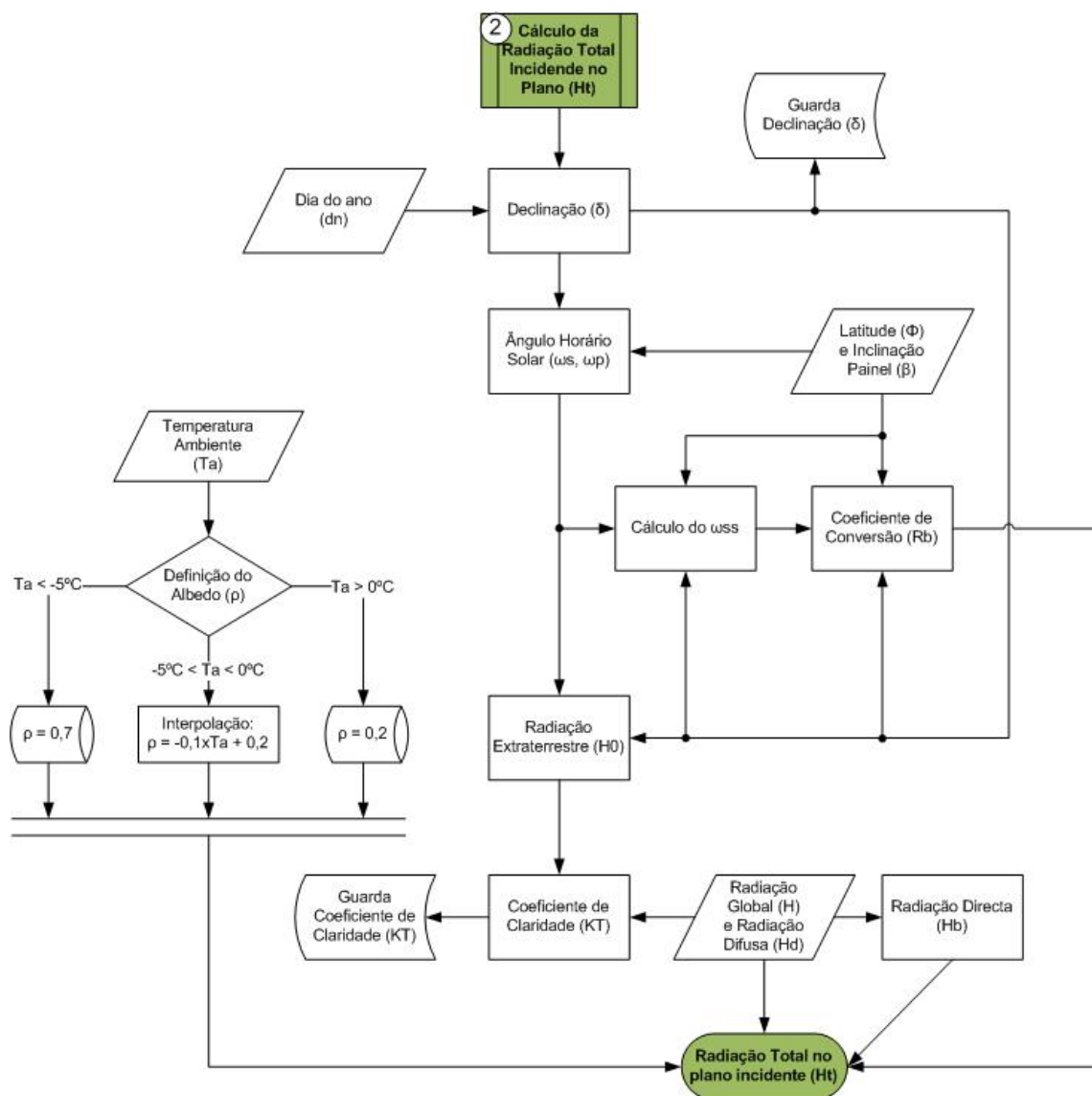


Figura 4.5: Fluxograma da metodologia para o cálculo da radiação incidente no plano ( $h_t$ )

- Irradiância Global ( $h$ );
- Irradiância Difusa ( $h_d$ ).

Na figura 4.6 observa-se o aspecto gráfico da folha de dados bem como a simplicidade desta. Como se pode verificar e foi referido anteriormente, os dados relativos a radiação e a temperatura são necessários para as horas todas do ano. Também é fácil observar a escolha da tecnologia por listagem, uma lista idêntica aparece para a escolha da optimização.

|      | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K | L | M | N |
|------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 3    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 4    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 6    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 7    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 9    |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 10   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 11   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 12   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 13   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 14   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 15   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 16   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 17   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8760 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8761 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8762 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8763 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8764 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8765 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8766 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |

Figura 4.6: Folha de Dados do Excel do cálculo da produção fotovoltaica

#### 4.1.5.2 Folha dos Parâmetros

Os parâmetros referidos aos longo do presente capítulo (4.1) encontram-se na folha parâmetros. Na medida em que estes são valores genéricos não necessitam de ser alterados, no entanto, se utilizador desejar poderá fazê-lo. A figura 4.7 ilustra a segunda folha do excel.

|    | A | B | C | D | E | F | G | H |
|----|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 3  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 4  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 6  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 7  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 8  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 9  |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 10 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 11 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 12 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 13 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 14 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 15 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 16 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 17 |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 18 |   |   |   |   |   |   |   |   |

Figura 4.7: Parametros necessários para cálculos.

#### 4.1.5.3 Folha dos Cálculos

Esta folha com o nome de cálculos (figura 4.8) é basicamente a aplicação directa dos dois pré-processos da metodologia referida no capítulo 4.1.4, isto é o pré-processo da

figura 4.5, correspondente ao cálculo da radiação total no plano incidente ( $h_i$ ) e do pré-processo da figura 4.4, relativo a modelização que permite obter o rendimento do gerador fotovoltaico ( $\eta_{FV}^{final}$ ).

Figura 4.8: Folha dos cálculos

Com o objectivo de controlar os valores obtidos, foi feito uma tabela auxiliar (figura 4.9) com valores médios mensais. Esta tabela também serviu para comparar o modelo original (que utilizava valores médios mensais) com as alterações feitas (para valores horários). Constatou-se que as alterações embora mínimas existiam, concluindo-se assim que a aplicação num modelo horário aumentaria a robustez do mesmo traduzindo-se em melhores resultados, isto é, com melhor qualidade.

| Mês       | Mês Nº | Média H <sub>i</sub> (%) | Média T (°C) | Média G (W/m²) | Média D (W/m²) | Média H <sub>i</sub> (W/m²) | Média G (Wh/m²/d) | Média H <sub>i</sub> (Wh/m²/d) | Kt médio | TC    | η <sub>g</sub> | A partir de Diários<br>η <sub>g</sub> médio | Kt médio |
|-----------|--------|--------------------------|--------------|----------------|----------------|-----------------------------|-------------------|--------------------------------|----------|-------|----------------|---|----------|
| Janeiro   | 1      | 80,5                     | 12,5         | 87,2           | 40,7           | 172,6                       | 2093,74           | 4341,75                        | 0,506    | 32,46 | 12,613%        | 0,505                                       |          |
| Fevereiro | 2      | 79,2                     | 12,6         | 118,7          | 54,7           | 231,0                       | 2847,93           | 5545,03                        | 0,514    | 32,76 | 12,597%        | 0,515                                       |          |
| Março     | 3      | 76,9                     | 13,5         | 151,1          | 68,7           | 314,5                       | 3625,84           | 7547,50                        | 0,480    | 32,81 | 12,594%        | 0,479                                       |          |
| Abril     | 4      | 75,4                     | 14,9         | 224,4          | 87,1           | 399,2                       | 5384,93           | 9579,67                        | 0,562    | 36,35 | 12,410%        | 0,561                                       |          |
| Mai       | 5      | 72,6                     | 17,1         | 271,5          | 97,8           | 458,8                       | 6516,94           | 11010,13                       | 0,592    | 39,38 | 12,253%        | 0,592                                       |          |
| Junho     | 6      | 71,6                     | 19,4         | 285,5          | 106,6          | 493,1                       | 6851,90           | 11594,80                       | 0,591    | 41,60 | 12,137%        | 0,591                                       |          |
| Julho     | 7      | 71,8                     | 21,3         | 292,2          | 100,8          | 470,0                       | 7012,90           | 11279,77                       | 0,622    | 44,33 | 11,994%        | 0,623                                       |          |
| Agosto    | 8      | 71,4                     | 21,7         | 277,5          | 87,8           | 420,3                       | 6659,00           | 10086,90                       | 0,660    | 45,66 | 11,926%        | 0,659                                       |          |
| Setembro  | 9      | 73,9                     | 20,6         | 205,8          | 76,6           | 342,7                       | 4939,83           | 8225,17                        | 0,601    | 43,08 | 12,060%        | 0,599                                       |          |
| Outubro   | 10     | 76,6                     | 18,2         | 149,9          | 62,2           | 255,3                       | 3598,10           | 6126,51                        | 0,587    | 40,28 | 12,205%        | 0,586                                       |          |
| Novembro  | 11     | 78,3                     | 15,1         | 104,9          | 44,2           | 185,3                       | 2517,70           | 4447,64                        | 0,566    | 36,68 | 12,393%        | 0,563                                       |          |
| Dezembro  | 12     | 78,4                     | 12,9         | 88,2           | 36,7           | 154,9                       | 2117,61           | 3718,15                        | 0,570    | 34,52 | 12,505%        | 0,572                                       |          |
| Média     |        | 75,7                     | 16,6         | 188,1          | 72,2           | 328,0                       | 4513,87           | 7775,25                        | 0,581    | 38,3  | 12,31%         |   |          |

Figura 4.9: Valores médios mensais para interpretação rápida.

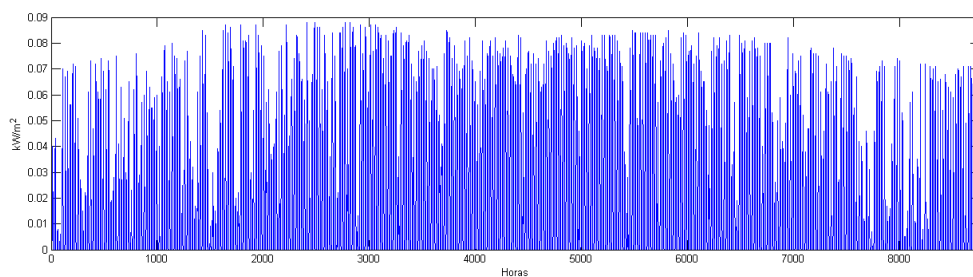
#### 4.1.5.4 Folha Final

Esta última folha é a aplicação directa do processo Produção Fotovoltaica (figura 4.3) referido no capítulo 4.1.4. Como se pode observar na figura 4.10, nesta folha, encontra-se uma coluna com a radiação total no plano incidente ( $h_i$ ), outra com o rendimento do sistema fotovoltaico e uma última coluna com a produção (em kW) por metro quadrado que será alvo de dado principal na EPSO.

A título de exemplo, apresenta-se na figura 4.11 os resultados que se obtêm sob a forma de diagrama em  $kW/m^2$ .

|      | A | B | Barra de fórmulas | D | E |
|------|---|---|-------------------|---|---|
| 1    |   |   |                   |   |   |
| 2    |   |   |                   |   |   |
| 3    |   |   |                   |   |   |
| 4    |   |   |                   |   |   |
| 5    |   |   |                   |   |   |
| 6    |   |   |                   |   |   |
| 7    |   |   |                   |   |   |
| 8    |   |   |                   |   |   |
| 9    |   |   |                   |   |   |
| 10   |   |   |                   |   |   |
| 11   |   |   |                   |   |   |
| 12   |   |   |                   |   |   |
| 13   |   |   |                   |   |   |
| 8757 |   |   |                   |   |   |
| 8758 |   |   |                   |   |   |
| 8759 |   |   |                   |   |   |
| 8760 |   |   |                   |   |   |
| 8761 |   |   |                   |   |   |
| 8762 |   |   |                   |   |   |
| 8763 |   |   |                   |   |   |
| 8764 |   |   |                   |   |   |

Figura 4.10: Folha com os resultados finais.

Figura 4.11: Diagrama obtido para o ano em  $kW/m^2$ .

## 4.2 Produção Eólica

Neste capítulo, serão abordados os conceitos base de suporte ao cálculo da produção eólica utilizados nesta dissertação. Os dados utilizados para os cálculos, provêm, da base de dados do potencial eólico do vento em Portugal - EOLOS2.0 (desenvolvido pelo INETI-DER) - que apresenta as características físicas e energéticas do escoamento atmosférico num conjunto de 57 locais [22].

### 4.2.1 Introdução

O vento é uma fonte de energia cinética renovável que apresenta um potencial considerável em várias regiões do mundo. Resulta do deslocamento de massas de ar, derivado dos efeitos das diferenças de pressão atmosférica entre duas regiões distintas e é influenciado por vários factores tais como a rugosidade do solo, turbulência, efeito colina, obstáculos, etc. Essas diferenças de pressão têm uma origem térmica estando directamente relacionadas com a radiação solar e os processos de aquecimento das massas de ar.



A energia captada pelos aerogeradores, dependem em grande parte da velocidade média do vento a escala local [23].

### 4.2.2 Dados éólicos

No dimensionamento de um parque eólico, o estudo dos ventos é fundamental e requer alguns conhecimentos. Neste capítulo, pretende-se abordar os conceitos base necessários e utilizados na "modelização" do vento.

#### 4.2.2.1 Distribuição da velocidade do vento

A distribuição da velocidade do vento é calculado a partir da função de probabilidade de Weibull. Representa a probabilidade  $p(x)$  de ter uma velocidade de vento  $x$  durante o ano, como mostra a expressão seguinte:

$$p(x) = \left(\frac{k}{A}\right) \cdot \left(\frac{x}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{A}\right)^k} \quad [10] \quad (4.20)$$

Esta expressão é válida para  $k > 1$ ,  $x \geq 0$  e  $C > 0$ . Onde  $k$  é o factor de forma<sup>11</sup> e de um modo geral, este varia entre 1 e 3.  $A$  representa o factor de escala. Os valores do factor de forma  $k$  e do factor de escala  $A$  utilizados são os fornecidos pela base de dados "EOLOS2.0".

#### 4.2.2.2 Simulação da velocidade do vento

O HOMER<sup>12</sup>, é extremamente útil nesta etapa, pois permite simular para todas as horas do ano, as velocidades do vento. As entradas necessárias para a simulação são as seguintes:

- Valor médio mensal da velocidade do vento: são fornecidos pela base de dados do EOLOS2.0;
- Parâmetro de Weibull: factor de forma  $k$  fornecido pela base de dados do EOLOS2.0;
- Hora da ponta da velocidade do vento: fornecido pela base de dados do EOLOS2.0;
- Padrão diurno: pretende quantificar a dependência da velocidade do vento com a hora do dia<sup>13</sup>;

<sup>11</sup>No anexo C podemos observar a variação da curva com o factor de forma.

<sup>12</sup>Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER) é um software desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL) para optimização de sistemas híbridos.

<sup>13</sup>Ver anexo C.

- Factor de auto correlação: pretende quantificar a dependência da velocidade do vento com a velocidade do vento da hora anterior<sup>14</sup>.

#### 4.2.2.3 Correção da velocidade do vento para a altura do rotor

Os ventos modelizados pelo HOMER são para a altura do anemómetro, cujo valor standard é de 10 metros. No entanto, o rotor dos aerogeradores encontra-se muitas vezes a uma altura diferente pelo que se torna necessário efectuar uma correcção. Para além da altura a qual se encontra o rotor do aerogerador, esta correcção tem em conta o tipo de terreno caracterizado pelo factor de rugosidade  $Z_r$ . A expressão 4.21 devolve o *ratio* entre a velocidade do vento a altura do rotor e a velocidade do vento a altura do anemómetro [24]:

$$\frac{v(Z_{rotor})}{v(Z_{anem})} = \frac{\ln\left(\frac{Z_{rotor}}{Z_r}\right)}{\ln\left(\frac{Z_{anem}}{Z_r}\right)} \quad (4.21)$$

onde  $v(Z_{rotor})$  é a velocidade do vento a altura do rotor,  $v(Z_{anem})$  é a velocidade do vento a altura do anemómetro,  $Z_{rotor}$  a altura do rotor em metros,  $Z_{anem}$  a altura do anemómetro em metros e  $Z_r$  é o factor de rugosidade também dado em metros. Os valores dos comprimentos superficiais da rugosidade  $Z_r$ , variam segundo a natureza do terreno. Os valores de referência tomados em conta, para cada tipo de terreno, estão definidos na tabela C.1 do capítulo C.2.3.

A base de dados EOLOS2.0, também fornece um gráfico que representa a equação 4.21, no entanto, não fornece os dados relativos ao factor  $Z_r$ . Este problema é ultrapassado adicionando na ferramenta desenvolvida um gráfico que traduz a equação 4.21 onde é possível escolher o tipo de terreno (ou até mesmo alterar o parâmetro  $Z_r$  manualmente) e comparar visualmente os dois gráficos, isto é, o fornecido pela base de dados EOLOS2.0 e o obtido directamente pela equação 4.21.

#### 4.2.3 Modelização do Aerogerador

Num artigo [25] é referido que para urbanizações (turísticas) de grandes escalas (superiores a 100 camas), é mais económico e eficiente utilizar aerogeradores com potências superiores a 100 kW, portanto, nesta dissertação, para a modelização dos aerogeradores foram escolhidos os modelos E-33, E-48 e E-70 da ENERCON com potências de 330 kW, 810 kW e 2050 kW respectivamente. Como se pode observar na figura 4.12, os três aerogeradores apresentam curvas idênticas.

---

<sup>14</sup>Ver anexo C.

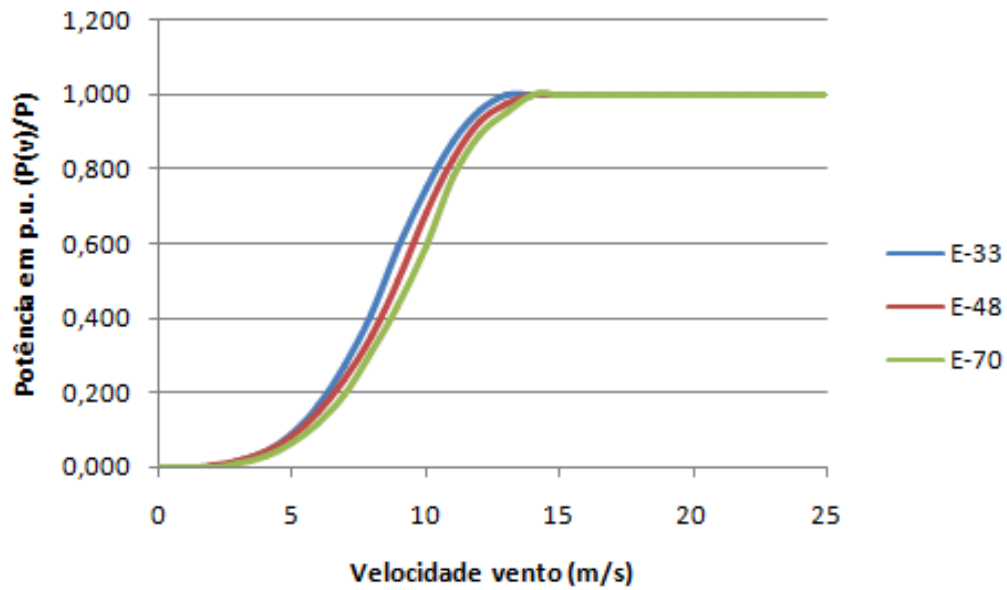


Figura 4.12: Curvas características da potência (p.u.) em função do vento dos três aerogeradores

De modo a obter uma modelização de cada curva, foi utilizado o método dos mínimos quadráticos com uma aproximação por uma função sigmóide com a expressão demonstrada em 4.22.

$$P(v) = \frac{M}{1 + e^{-\delta v + b}} \quad (4.22)$$

onde  $P(v)$  é a potência em função do vento ( $kW$ ),  $v$  a velocidade do vento ( $m/s$ ),  $M$  corresponde ao máximo da função,  $\delta$  equivale a uma taxa que traduz a capacidade de crescimento do sistema e  $b$  é uma constante para ajudar no processo do tempo.

Tomando como valor  $M$  a potência de cada aerogeradores, os parâmetros  $\delta$  e  $b$  obtidos encontram-se na tabela seguinte:

Tabela 4.2: Parâmetros da função sigmóide para cada aerogerador.

| AG          | $M$  | $\delta$ | $b$    |
|-------------|------|----------|--------|
| <b>E-33</b> | 335  | 0,7257   | 6,1132 |
| <b>E-48</b> | 810  | 0,6989   | 6,1651 |
| <b>E-70</b> | 2050 | 0,6935   | 6,4094 |

A expressão 4.22 permite simular a variação da potência da máquina para qualquer velocidade do vento. Usando os parâmetros da tabela 4.2 para os respectivos aerogeradores obtem-se três curvas que podem ser observadas na figura 4.13 e comparadas com as reais.

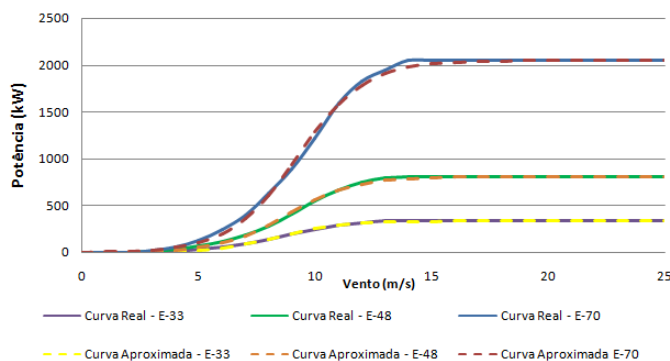


Figura 4.13: Curvas reais e modelizadas das potências

#### 4.2.3.1 Correção para a altitude

A altitude afecta a densidade do ar o que vai naturalmente afectar por sua vez o rendimento da turbina. O factor de correcção barométrico  $C_H$  é calculado através da expressão seguinte [10]:

$$C_H = \frac{P}{P_0} \quad (4.23)$$

onde  $P$  é a pressão atmosférica no local e  $P_0$  a pressão atmosférica standard de 101,325 kPa. Por sua vez a pressão atmosférica no local  $P$  é calculado usando a expressão conhecida como equação hipsométrica (equação 4.24) que permite relacionar variações de pressão com desníveis altimétricos [26].

$$P = P_0 \cdot e^{\frac{-g(z-z_0)}{R \cdot T}} \quad (4.24)$$

onde  $g$  é a gravidade ( $m/s^2$ ),  $z$  a altitude do local (em metros),  $z_0$  o nível médio do mar ( $\approx 0$ ),  $R$  a constante dos gases ideais para o ar seco ( $287 J kg^{-1} K^{-1}$ ) e  $T$  a temperatura do local (em Kelvin).

Como se pode constatar na figura 4.14, a correcção para a pressão tem uma variação quase linear (considerando a temperatura constante a medida que se sobe embora haja uma diminuição da mesma.) e, para altitudes elevadas, esta apresenta valores que não podem ser desprezados.

#### 4.2.3.2 Correção para a temperatura

A temperatura tem também influência no rendimento final pelo que se torna também necessário efectuar uma correcção. O coeficiente de correcção térmico  $C_T$  é dado pela

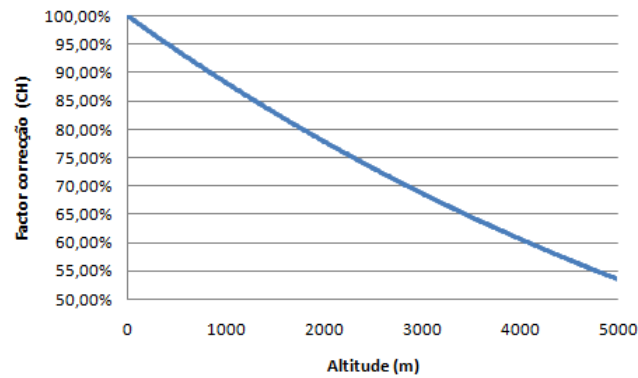


Figura 4.14: Variação do factor de correcção  $C_H$  com a altitude.

expressão seguinte:

$$C_T = \frac{T_0}{T} [10] \quad (4.25)$$

onde  $T_0$  é a temperatura standard de 288,1 K e  $T$  a temperatura registada (em Kelvin).

#### 4.2.3.3 Outras correcções

A produção num parque eólico é afectada de diversas perdas desde da "interação" (efeito de esteira) entre os aerogeradores existentes até as perdas inerente aos equipamentos existentes. As perdas vão influenciar de forma significativa o rendimento final do sistema pelo que faz todo o sentido serem consideradas. Na tabela 4.3 apresentam-se as perdas consideradas (valores típicos) [11] para este trabalho.

Tabela 4.3: Perdas inerentes aos equipamentos [11].

| Perdas $\lambda$   |      |
|--|------|
| Efeitos de Esteira - $\lambda_{e.e}$                               | 5,0% |
| Degradação e Sujidade das Pás - $\lambda_{d\&s}$                   | 1,0% |
| Indisponibilidade da Rede e Manutenção da Subestação - $\lambda_m$ | 0,8% |
| Indisponibilidade do Fornecimento - $\lambda_{i.f}$                | 3,0% |
| Afastamento curva de Potência - $\lambda_a$                        | 2,5% |
| Perdas e Consumos Internos - $\lambda_{c.i}$                       | 1,5% |
| Controlo - $\lambda_c$   | 0,5% |

O valor do coeficiente das perdas totais é dado pela expressão seguinte:

$$C_{perdas} = (1 - \lambda_{e.e})(1 - \lambda_{d\&s})(1 - \lambda_m)(1 - \lambda_{i.f})(1 - \lambda_a)(1 - \lambda_{c.i})(1 - \lambda_c) [10] \quad (4.26)$$

#### 4.2.4 Cálculo da produção eólica

Após terem sido determinadas todas as variáveis e correcções necessárias, procede-se ao cálculo da produção. Este consiste em utilizar o modelo para o gerador escolhido e calcular a produção eólica a partir das velocidades do vento corrigidas. Finalmente são aplicadas os factores de correcção da pressão, temperatura e perdas. Matematicamente obtém-se a expressão 4.27.

$$P_{eolica}(kW) = P(v_{corrigida}) \cdot C_H \cdot C_T \cdot C_{perdas} \quad (4.27)$$

Naturalmente a produção eólica será nula se os ventos estiverem fora dos limites dos aerogeradores.

#### 4.2.5 Metodologia de estimativa da produção eólica

A metodologia consiste apenas em aplicar os conceitos vistos nos capítulos 4.2.2, 4.2.3 e 4.2.4. De forma a facilitar a compreensão sistemática dos processos envolvidos, foi elaborado um fluxograma representado na figura 4.15.

O resultado deste processo tem como objectivo estimar a produção (em kW) por aerogerador para todas as horas do ano. O resultado obtido constitui um dado fundamental para a ferramenta de optimização que será apresentada no capítulo 5.

#### 4.2.6 Ferramenta Desenvolvida

Foi desenvolvida uma ferramenta, com suporte em Excel, a metodologia referida no capítulo 4.2.5. O Excel é constituído por três folhas corresponde aos aerogeradores escolhidos, em cada uma destas é modelizado o respectivo gerador como foi explicado no capítulo 4.2.3. Existe ainda mais quatro folhas que serão apresentadas ao longo dos capítulos 4.2.6.1, 4.2.6.2, 4.2.6.3 e 4.2.6.4.

##### 4.2.6.1 Folha "Dados EOLOS2.0"

Nesta folha são registados todos os dados importantes retirados da base de dados EOLOS2.0. É também nesta folha que é feita a correcção do vento para a altura: é escolhido o tipo de terreno que determina o factor de rugosidade  $Z_0$  alterando o gráfico construído que serve de comparação com o fornecido pelo EOLOS2.0. Quando os dois gráficos forem iguais, então é encontrado a natureza do terreno correcta e naturalmente o factor de rugosidade correspondente. Conhecendo o factor de rugosidade  $Z_0$ , a altura do anemómetro  $Z_{anem}$  e a altura do rotor  $Z_{rotor}$ , então obtém-se através da expressão 4.21 o

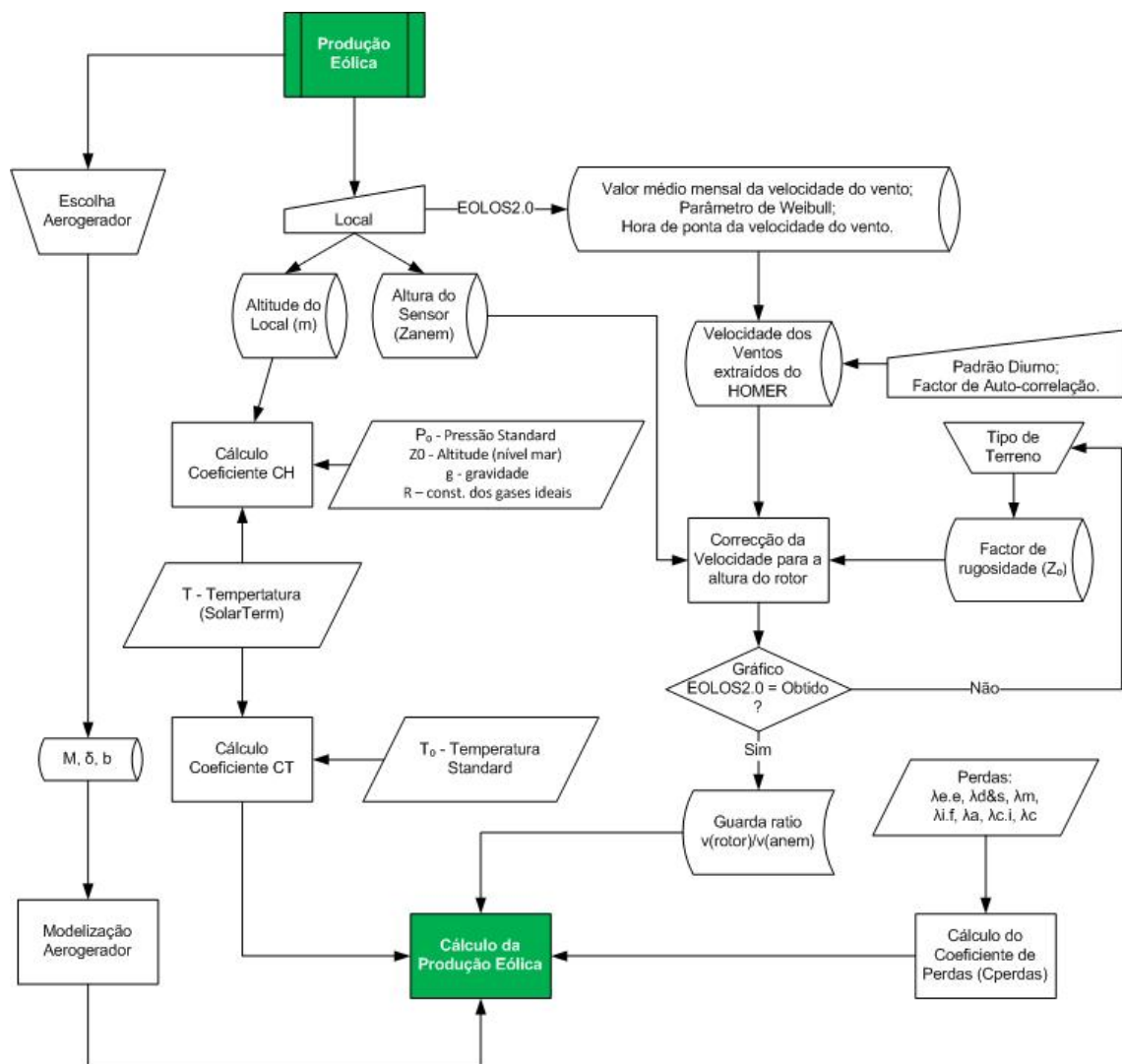


Figura 4.15: Fluxograma da metodologia adaptada para o cálculo de produção eólica

*ratio* necessário a correcção da velocidade dos ventos extraídos do HOMER. Apresenta-se na figura 4.16 a folha "Dados Eolos2.0".

Como se pode analisar na figura 4.16 a escolha do tipo de terreno é feito por lista que vai corresponder a uma rugosidade  $Z_0$  (tabela C.1). O lado direito, é utilizado para a comparação entre o gráfico fornecido pelo o EOLOS2.0 (em cima) e o gráfico obtido (em baixo).

#### 4.2.6.2 Folha "HOMER"

Na folha "HOMER" apenas são copiados os valores da velocidade do vento (para as horas todas do ano) extraídos do "HOMER".

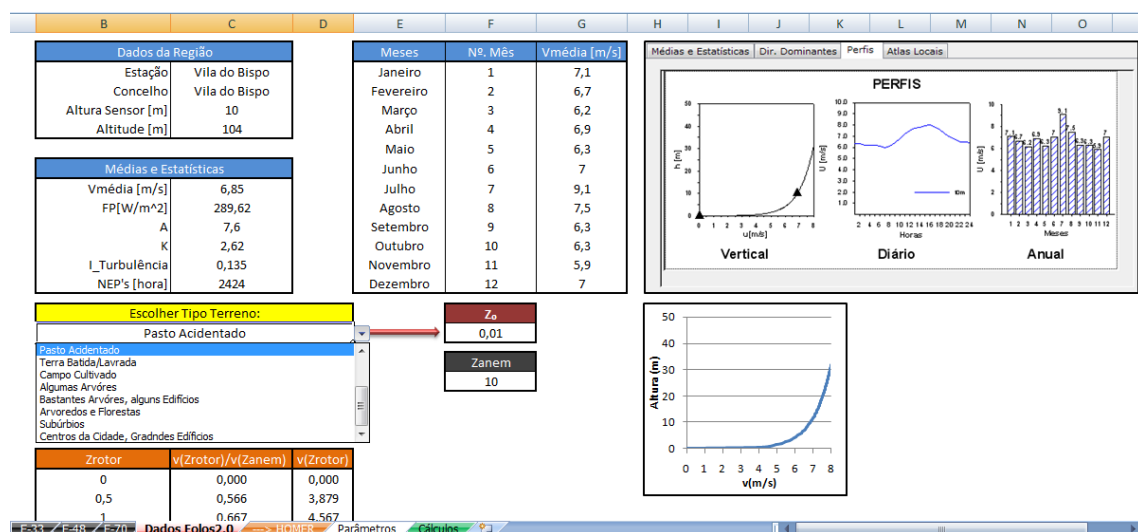


Figura 4.16: Folha "Dados Eolos2.0".

#### 4.2.6.3 Folha "Parâmetros"

Nesta folha são colocados todos os parâmetros necessários a realização dos cálculos. É nesta folha que se encontram as perdas típicas inerentes aos equipamentos e onde estão condensadas as informações relativas aos aerogeradores escolhidos. Os dados introduzidos nesta folha são considerados como certos, logo não devem ser alterados, no entanto, poderão ser feitos alguns ajustes se o utilizador assim o entender.

#### 4.2.6.4 Folha "Cálculos"

Nesta folha são realizados todos os cálculos necessários para obter a produção eólica, consiste na aplicação da metodologia ilustrada na figura 4.15. É também aqui que é escolhido um dos três modelos dos aerogeradores. A figura 4.19 ilustra a folha "Cálculos" da ferramenta.

Como se pode observar ne figura 4.19, com objectivo de facilitar a escolha do aerogerador esta é feita sob forma de lista. A coluna "Potência (kW)" é o resultado final pretendido com esta ferramenta que será um dos dados essenciais a introduzir na ferramenta de optimização.

A figura 4.20 mostra o resultado obtido com uso desta ferramenta.



|      | A | B  | C  | D  | E       | F | G                | Barra de fórmulas |
|------|---|----|----|----|---------|---|------------------|-------------------|
| 1    |   |    |    |    |         |   |                  |                   |
| 2    |   | MM | DD | HH | Dia Ano |   | Vento - V0 (m/s) |                   |
| 3    |   | 1  | 1  | 1  | 1       |   | 5,4143           |                   |
| 4    |   | 1  | 1  | 2  | 1       |   | 5,0345           |                   |
| 5    |   | 1  | 1  | 3  | 1       |   | 3,9924           |                   |
| 6    |   | 1  | 1  | 4  | 1       |   | 4,0908           |                   |
| 8758 |   | 12 | 31 | 20 | 365     |   | 8,2876           |                   |
| 8759 |   | 12 | 31 | 21 | 365     |   | 7,7993           |                   |
| 8760 |   | 12 | 31 | 22 | 365     |   | 8,5908           |                   |
| 8761 |   | 12 | 31 | 23 | 365     |   | 7,8393           |                   |
| 8762 |   | 12 | 31 | 24 | 365     |   | 8,3103           |                   |

Figura 4.17: Folha "Homer".

| Perdas (%)  |              | Coeficientes de Perdas (CL = 1-A) |              |
|---|--------------|-----------------------------------|--------------|
| Efeitos de Esteira - A <sub>ee</sub>                                  | 5,0%         |                                   | 95,0%        |
| Degradação e Sujidade das Pás - A <sub>d8s</sub>                      | 1,0%         |                                   | 99,0%        |
| Indisponibilidade da Rede e Manutenção da Subestação - A <sub>m</sub> | 0,8%         |                                   | 99,2%        |
| Indisponibilidade do Fornecimento - A <sub>lf</sub>                   | 3,0%         |                                   | 97,0%        |
| Afastamento curva de Potência - A <sub>a</sub>                        | 2,5%         |                                   | 97,5%        |
| Perdas e Consumos Internos - A <sub>ci</sub>                          | 1,5%         |                                   | 98,5%        |
| Controlo - A <sub>c</sub>   | 0,5%         |                                   | 99,5%        |
| <b>Total</b>  | <b>13,3%</b> |                                   | <b>86,5%</b> |

| AG   | Potência (kW) | delta | lb   | Altura Rotor H (m) | Limite vento | Limite vento superior |
|------|---------------|-------|------|--------------------|--------------|-----------------------|
| E-33 | 335           | 0,73  | 6,11 | 47                 | 2,5          | 32                    |
| E-48 | 810           | 0,70  | 6,17 | 63                 | 2,5          | 32                    |
| E-70 | 2050          | 0,69  | 6,41 | 85,5               | 3            | 32                    |

| Dados para o cálculo da pressão com a altitude |                |        | Descrição do Terreno                 |  | z <sub>0</sub> |
|--|----------------|--------|--------------------------------------|--|----------------|
| nível mar                                      | z0 (m)         | 0      | Muito Liso, Gelo ou Lama             |  | 0,0001         |
|  | p0 (pa)        | 101325 | Mar Calmo e Aberto                   |  | 0,0002         |
| gravidade                                      | g (m/s²)       | 9,81   | Mar Agitado                          |  | 0,0005         |
| Constante dos gases idea                       | R (J.kg⁻¹.K⁻¹) | 287    | Superfície com Neve                  |  | 0,003          |
| Temperatura em Kelvin                          | T (K)          | 273,15 | Relevado, Pasto muito Plano/Liso     |  | 0,008          |
|  |                |        | Pasto Acidentado                     |  | 0,01           |
|  |                |        | Terra Batida/Lavrada                 |  | 0,03           |
|  |                |        | Campo Cultivado                      |  | 0,05           |
|  |                |        | Algumas Árvores                      |  | 0,1            |
|  |                |        | Bastantes Árvores, alguns Edifícios  |  | 0,25           |
|  |                |        | Árvoredos e Florestas                |  | 0,5            |
|  |                |        | Subúrbios                            |  | 1,5            |
|  |                |        | Centros da Cidade, Grandes Edifícios |  | 3              |

Figura 4.18: Folha "Parâmetros".

|      | A  | B  | C  | D | E     | F                | G | H             | I            | J     | K     | L     | M | N             | O | P | Q | R |
|------|----|----|----|---|-------|------------------|---|---------------|--------------|-------|-------|-------|---|---------------|---|---|---|---|
| 1    | MM | DD | HH |   | T(°C) | Vento - V0 (m/s) |   | Vento V (m/s) | Pressão (pa) | CH    | CT    | CL    |   | Potência (kW) |   |   |   |   |
| 2    | 1  | 1  | 1  |   | 12,2  | 5,4143           |   | 6,6272        | 100071       | 0,988 | 1,010 | 0,855 |   | 61,7          |   |   |   |   |
| 3    | 1  | 1  | 2  |   | 11,9  | 5,0345           |   | 6,1624        | 100070       | 0,988 | 1,011 | 0,855 |   | 46,9          |   |   |   |   |
| 4    | 1  | 1  | 3  |   | 11,6  | 3,9924           |   | 4,8858        | 100068       | 0,988 | 1,012 | 0,855 |   | 20,6          |   |   |   |   |
| 5    | 1  | 1  | 4  |   | 11,3  | 4,0908           |   | 5,0073        | 100067       | 0,988 | 1,013 | 0,855 |   | 22,4          |   |   |   |   |
| 6    | 1  | 1  | 5  |   | 11    | 4,7532           |   | 5,8181        | 100066       | 0,988 | 1,014 | 0,855 |   | 38,0          |   |   |   |   |
| 7    | 1  | 1  | 6  |   | 10,7  | 3,1594           |   | 3,8672        | 100064       | 0,988 | 1,015 | 0,855 |   | 10,3          |   |   |   |   |
| 8    | 1  | 1  | 7  |   | 10,5  | 4,6864           |   | 5,7363        | 100063       | 0,988 | 1,016 | 0,855 |   | 36,2          |   |   |   |   |
| 9    | 1  | 1  | 8  |   | 10,7  | 5,3283           |   | 6,5220        | 100064       | 0,988 | 1,015 | 0,855 |   | 58,4          |   |   |   |   |
| 10   | 1  | 1  | 9  |   | 11,4  | 6,9604           |   | 8,5198        | 100067       | 0,988 | 1,012 | 0,855 |   | 149,9         |   |   |   |   |
| 11   | 1  | 1  | 10 |   | 12,7  | 7,514            |   | 9,1974        | 100073       | 0,988 | 1,008 | 0,855 |   | 183,6         |   |   |   |   |
| 12   | 1  | 1  | 11 |   | 14,1  | 8,3796           |   | 10,2569       | 100079       | 0,988 | 1,003 | 0,855 |   | 227,0         |   |   |   |   |
| 13   | 1  | 1  | 12 |   | 15,6  | 9,5681           |   | 11,7117       | 100086       | 0,988 | 0,998 | 0,855 |   | 261,5         |   |   |   |   |
| 14   | 1  | 1  | 13 |   | 16,7  | 8,9741           |   | 10,9846       | 100090       | 0,988 | 0,994 | 0,855 |   | 246,1         |   |   |   |   |
| 15   | 1  | 1  | 14 |   | 17,5  | 8,5249           |   | 10,4348       | 100094       | 0,988 | 0,991 | 0,855 |   | 230,2         |   |   |   |   |
| 8751 | 12 | 31 | 14 |   | 15,5  | 10,3276          |   | 12,6413       | 100085       | 0,988 | 0,998 | 0,855 |   | 272,8         |   |   |   |   |
| 8752 | 12 | 31 | 15 |   | 15,6  | 9,5267           |   | 11,6610       | 100086       | 0,988 | 0,998 | 0,855 |   | 260,6         |   |   |   |   |
| 8753 | 12 | 31 | 16 |   | 15,1  | 9,786            |   | 11,9784       | 100084       | 0,988 | 0,999 | 0,855 |   | 265,9         |   |   |   |   |
| 8754 | 12 | 31 | 17 |   | 14,2  | 9,1605           |   | 11,2128       | 100080       | 0,988 | 1,003 | 0,855 |   | 253,4         |   |   |   |   |
| 8755 | 12 | 31 | 18 |   | 13,2  | 10,1796          |   | 12,4602       | 100075       | 0,988 | 1,006 | 0,855 |   | 273,3         |   |   |   |   |
| 8756 | 12 | 31 | 19 |   | 12,4  | 8,8437           |   | 10,8250       | 100072       | 0,988 | 1,009 | 0,855 |   | 245,7         |   |   |   |   |
| 8757 | 12 | 31 | 20 |   | 11,7  | 8,2876           |   | 10,1443       | 100069       | 0,988 | 1,011 | 0,855 |   | 224,9         |   |   |   |   |
| 8758 | 12 | 31 | 21 |   | 11,2  | 7,7993           |   | 9,5466        | 100067       | 0,988 | 1,013 | 0,855 |   | 200,9         |   |   |   |   |
| 8759 | 12 | 31 | 22 |   | 10,7  | 8,5908           |   | 10,5154       | 100064       | 0,988 | 1,015 | 0,855 |   | 238,2         |   |   |   |   |
| 8760 | 12 | 31 | 23 |   | 10,3  | 7,8393           |   | 9,5956        | 100063       | 0,988 | 1,016 | 0,855 |   | 203,7         |   |   |   |   |
| 8761 | 12 | 31 | 24 |   | 10    | 8,3103           |   | 10,1721       | 100061       | 0,988 | 1,017 | 0,855 |   | 227,2         |   |   |   |   |

|                       |                     |
|-----------------------|---------------------|
| Escolher AeroGerador: | Introduzir Número:  |
| E-33                  | 1                   |
| E-48                  |                     |
| E-70                  |                     |
| Potência Nominal (kW) | Potência Total (MW) |
| 335                   | 0,335               |

Figura 4.19: Folha "Cálculos".

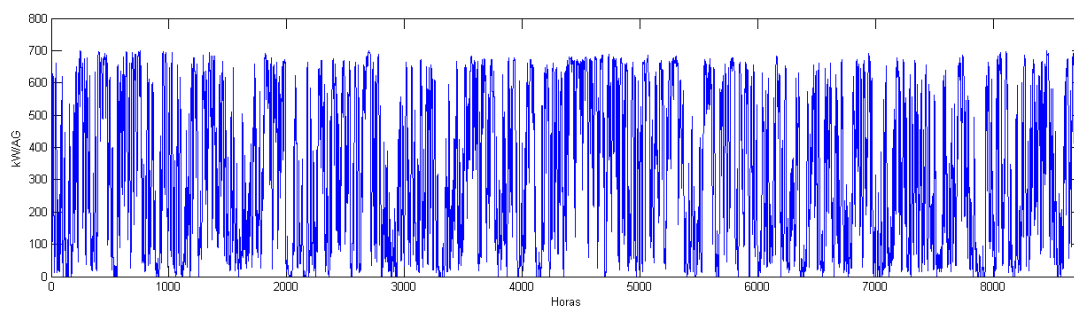


Figura 4.20: Diagrama obtido em  $kW/AG$ .

## Capítulo 5

# Optimização e Metaheurísticas

### 5.1 Introdução as metaheurísticas

As metaheurísticas formam uma família de algoritmos de optimização que visam resolver problemas para os quais não se conhece um algoritmo tradicional<sup>1</sup> eficiente [6].

As metaheurísticas são geralmente algoritmos estocásticos iterativos, que progridem para o óptimo global de uma função objectivo. Geram procedimentos de procura em vizinhanças (no espaço de pesquisa — sendo este o espaço de todas as soluções possíveis) que evitem uma paragem prematura em óptimos locais, proporcionando soluções de melhor qualidade. Em suma, comportam-se como algoritmos de pesquisa e tendem a aprender as características de um problema a fim de encontrar uma aproximação da melhor solução [27].

A figura 5.1 ilustra o comportamento de uma metaheurística e representa os valores dos óptimos encontrados (para um elevado número de iterações), verifica-se que o algoritmo passa de uma população muito dispersa (A) a uma população mais centrada no óptimo encontrado (B).

Estes métodos usam um elevado grau de abstracção que lhes permitem ser adaptados a uma vasta gama de problemas, isto é, não necessitam de conhecimentos particulares do problema a optimizar para funcionar, como exemplos têm-se os problemas de planeamento, nomeadamente de sistemas de energias que apresentam em geral funções objectivo não lineares e limitações de diversas naturezas [27].

O sucesso de uma metaheurística dependerá da sua capacidade de adaptação a instâncias especiais, escapar de óptimos locais, fazer uso da estrutura do problema, estruturar os dados de forma eficiente, capacidade de pré-processamento, adoptar boas técnicas para

---

<sup>1</sup>Implicam um conhecimento intrínseco do problema, de forma a poder caracteriza-lo completamente por uma função matemática de modo a poder calcular-se a derivada dessa função e assim calcular os zeros e encontrar o ponto óptimo.

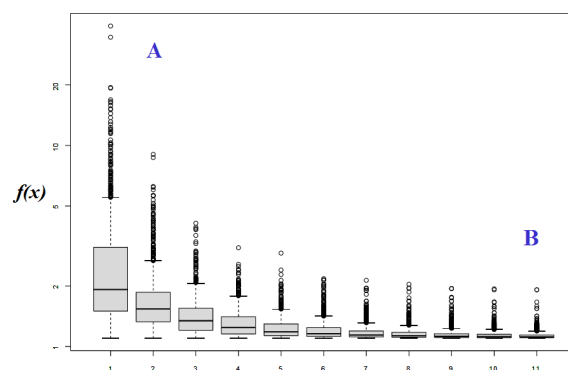


Figura 5.1: Comportamento das metaheurísticas [6].

construir soluções iniciais, reinicializar procedimentos, melhoria da solução através de procura local, aleatoriedade controlada, diversificar a procura quando nenhuma melhoria adicional parece possível e intensificar a procura em regiões promissoras [27].

Estes princípios e ideias conduziram ao desenvolvimento de novas classes de heurísticas que melhoraram consideravelmente a eficiência de diversos algoritmos, muito frequentemente baseados em modelos da natureza [27].

## 5.2 Metaheurísticas

### 5.2.1 Breve revisão à Optimização por Enxames de Partículas

A optimização por enxames de partículas (PSO de *Particle Swarm Optimization*) foi introduzida em 1995 por James Kennedy e Russel Eberhart, cuja inspiração deriva da observação do comportamento de enxames de insectos, bandos de pássaros, cardumes de peixes ou outros grupos em que o comportamento de cada indivíduo é em simultâneo influenciado por factores próprios e por factores (ditos sociais) que resultam do comportamento dos restantes. A estes factores é dado o nome de hábito ou inércia<sup>2</sup>, memória<sup>3</sup> e cooperação<sup>4</sup> [7], [28].

Num PSO clássico, a pesquisa no espaço de decisão é feito sempre segundo a mesma regra e os mesmos parâmetros estratégicos não existindo nenhuma regra específica para determinar esses valores, estes são atribuídos empiricamente pelo que se torna necessário testar várias vezes até encontrar valores aceitáveis, no entanto, não está garantido que os valores atribuídos sejam os melhores durante todo o processo de optimização [28], [7].

<sup>2</sup>Impele a a partícula numa direcção idêntica à que ela vinha seguindo.

<sup>3</sup>Atrai a partícula na direcção da melhor posição até ao momento ocupada pela partícula durante a sua vida.

<sup>4</sup>Atrai a partícula na direcção do melhor ponto do espaço até ao momento descoberto pelo enxame.

### 5.2.2 Breve revisão as Estratégias de Evolução

As estratégias de evolução (ES de Evolution Strategies) foram desenvolvidas na década de 1960 por I. Rechenberg e H.P. Schwefel, tendo sido inspiradas na teoria da evolução de Darwin. Nesta não existe uma coordenação dos movimentos de cada indivíduo no espaço de pesquisas. No entanto, o procedimento de selecção permite soluções com características superiores/melhores que são passadas de geração em geração enquanto que os esquemas de mutação (e recombinação) produzem alterações nas características dos indivíduos no sentido de se adaptarem ao meio e terem maior probabilidade de sobreviverem [7], [28].

As mais recentes estratégias de evolução combinam a competição com a auto-adaptação, isto é, as soluções evoluem para o óptimo através de torneios sobrevivendo os melhores indivíduos, mas também algumas das características que comandam a sua evolução evoluem, isto é os parâmetros são sujeitos a mutações ao longo das iterações [28], [7], [28].

### 5.2.3 Conceitos de Enxame de Partículas Evolucionários

Em 2002 foi desenvolvida uma metaheurística híbrida que pretendia combinar o melhor dos "Enxame de Partículas" com o melhor das "Estratégias de Evolução" ao qual foi dado o nome de "Algoritmos Evolucionários de Optimização por Enxames de Partículas" – EPSO (de Evolutionary Particle Swarm Optimization) [7], [28].

As EPSO juntam "o melhor dos dois mundos". É considerado um algoritmo de enxames de partículas, porque existe uma troca de informação entre as soluções quando estas se movimentam no espaço de soluções e é um método de computação evolucionário, porque as características das soluções são mudadas e transmitidas para a geração seguinte por mecanismos de selecção [7], [28].

O comportamento das EPSO, comparado com os modelos de PSO clássicos e ES, é muito satisfatório e apresenta um óptimo desempenho. De facto, no EPSO, duas operações sucessivas contribuem para uma progressão em direcção ao óptimo: a mutação/recombinação, traduzida na regra do movimento e a selecção – enquanto que nos métodos evolucionários ou de PSO clássicos apenas um dos operadores contribui para a progressão [28], [7].

Na verdade, relativamente às ES existe um sólido corpo teórico explicativo de como as ES conseguem convergir e como se atinge uma taxa de progressão quase óptima – e esta explicação repousa nas propriedades do operador selecção, agindo sobre as populações. Por outro lado, as explicações teóricas sobre as razões do sucesso da convergência na PSO repousam em equações diferenciais de movimento (na nossa leitura, de criação sucessiva de novos indivíduos) que pressupõem não existir selecção [28], [7].

Os EPSO, ao combinarem os dois mecanismos com êxito, evitam também a introdução de mecanismos reguladores externos, graças às suas características de auto-adaptação.

É evidente, como também já decorria das ES, que alguns parâmetros externos têm sempre e inevitavelmente que ser fixados. O que importa notar é que eles são largamente estáveis e que se processa por auto-ajuste, fazendo com que o algoritmo "aprenda" quais os valores numéricos dos pesos que asseguram melhor progressão para o óptimo [7], [28].

Dadas estas características, o EPSO revela-se como uma metaheurística robusta<sup>5</sup>, e muito mais robusta que a PSO clássica [7], [28]

### 5.2.3.1 Descrição dum EPSO

Numa EPSO, cada partícula (conjunto de soluções) é definida pelas seguintes características [29]:

- vector de posição no espaço de pesquisa —  $X_i^k$  (posição  $i$  da partícula  $k$ );
- vector da velocidade —  $V_i^k$  (velocidade  $i$  da partícula  $k$ ).

A dado momento, existe pelo menos uma partícula que detém a melhor posição na pesquisa espacial —  $X_i^{melhor}$  (posição  $i$  da melhor partícula, isto é, a melhor posição atingida pelo grupo todo). Cada partícula mantém também um registo da sua melhor posição anterior —  $X_i^{k,mem}$  (melhor posição anterior  $i$  da partícula  $k$ ). As partículas reproduzem-se e evoluem ao longo das gerações (iterações) de acordo com os passos seguintes [29]:

- **Replicação:** cada partícula é replicada (clonada)  $r$  vezes [29].
- **Mutação:** cada partícula sofre mutação nos seus parâmetros estratégicos de acordo com a seguinte regra [29]:

$${}^*W_{i,j}^k = W_{i,j}^k [LogN(0, 1)]^t \Leftrightarrow \quad (5.1)$$

$$\Leftrightarrow {}^*W_{i,j}^k \cong W_{i,j}^k + \tau N(0, 1) \quad (5.2)$$

onde  $\tau$  é um parâmetro de aprendizagem, fixado controlando a amplitude das mutações e  $LogN(0, 1)$  é uma variável aleatória com distribuição Lognormal derivada da distribuição Gaussiana  $N(0, 1)$ , de média 0 e variância 1 [29].

- **Reprodução (movimento):** cada partícula mutada gera um descendente de acordo com o processo de transformação (equação do movimento similar as PSO) [29]:

$$\begin{aligned} {}^*V_i^k &= W_{i,inertia}^k \times V_i^k + W_{i,mem}^k \times (X_i^{k,mem} - X_i^k) + W_{i,coop}^k \times ({}^*X_i^{k,melhor} - X_i^k) \\ {}^*X_i^k &= X_i^k + {}^*V_i^k \end{aligned} \quad (5.4)$$

onde:  $W_{i,inertia}^k$  é o peso associado a inércia da partícula,  $W_{i,mem}^k$  é o peso associado a memória de cada partícula e  $W_{i,coop}^k$  é o peso associado a cooperação/comunicação

<sup>5</sup>A robustez do algoritmo, nesta classe de meta-heurísticas, tem a ver com a garantia (probabilística) de que, independentemente da inicialização, o algoritmo irá convergir para o óptimo ou sua vizinhança.

entre partículas. A descendência é obtida separadamente das partículas originais e das partículas mutadas. Na equação 5.4 existe uma diferença interessante em relação à PSO clássica que é no tratamento dado ao melhor ponto encontrado até ao momento pelo enxame  $X_i^{k, melhor}$ . Aqui, a ideia é orientar o movimento das partículas para uma zona difusa em volta do óptimo corrente, em vez de as atrair para ele. Isto é feito através da introdução de ruídos aleatórios na definição do melhor ponto [29]:

$$*X_i^{k, melhor} = X_i^{k, melhor} + \tau' N(0, 1) \quad (5.5)$$

onde  $\tau'$  é um parâmetro de dispersão, normalmente pequeno, e  $N(0, 1)$  é um número aleatório que segue a distribuição Gaussiana de média 0 e variância 1.

- **Avaliação:** cada partícula descendente tem a sua adaptação avaliada.
- **Seleção:** por torneio estocástico (ou elitismo), a melhor partícula de cada grupo de  $r$  descendentes de cada indivíduo da geração anterior, é seleccionada para formar uma nova geração [28] [29].

A figura 5.2 apresenta as diversas componentes na recombinação de uma partícula, deve-se notar o intervalo difuso em torno da melhor posição global, com distribuição de probabilidade Gaussiana, centrado na melhor posição global.

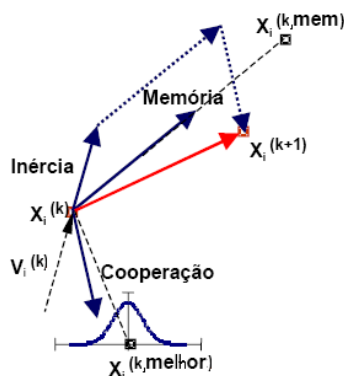


Figura 5.2: Exemplo do movimento de uma partícula no EPSO [7]

A escolha do número de partículas,  $k$ , deverá ser tal que permita que as partículas sejam suficientes para cobrir/percorrer a maior parte do espaço. Um número pequeno de partículas conduzirá a potenciais resultados óptimos locais. Um número demasiado elevado de partículas conduzirá a uma maior probabilidade de encontrar o óptimo global, sendo a execução do algoritmo mais demorada. Existe a necessidade de utilizar um número  $it_{máx}$ , adequado de gerações para que exista a garantia estatística de que as partículas cobrem grande parte do espaço e que convergem para o óptimo, mas sem que o algoritmo seja demasiado demorado.

### 5.3 Aplicação do algoritmo EPSO no dimensionamento de sistemas híbridos Rede - FV/Eólico

Nas secções seguintes será apresentado o problema a resolver, assim como o algoritmo desenvolvido para a resolução desse mesmo problema bem como todos os pressupostos, considerações e/ou cálculos relacionados que, sejam necessários para a compreensão do algoritmo.

#### 5.3.1 Introdução

A sustentabilidade dos sistemas de consumo implica o dimensionamento criterioso quer do subsistema de consumo, garantindo eficiência energética, quer do subsistema de produção renovável integrada no consumo. Isto é, implica otimizar a relação produtor-consumidor. Como já foi referido anteriormente, as energias renováveis tomam aqui um lugar importante. Então como aproveitar todos os recursos existentes de forma inteligente, ou seja, tirando o máximo partido dos benefícios que nos podem trazer, sem que por outro lado sejam financeiramente impossíveis de se realizarem. Isto é, assumir comportamentos sustentáveis reduzindo os custos com a energia, reduzindo os impactos ambientais e garantindo qualidade na utilização e exploração dos equipamentos.

A criação de uma urbanização cujo consumo eléctrico é abastecido pela rede energética de serviço público (RESP) e no qual se pretende ainda aproveitar os recursos renováveis disponíveis, traduz-se num problema não linear de dimensionamento e com elevado número de variáveis. É neste sentido que implementar uma metaheurística se revela interessante e útil, pois é possível testar diversas configurações num período de tempo relativamente curto. Devido a elevada capacidade computacional dos equipamentos informáticos actuais, este tipo de problemas são mais fáceis e rápidos de resolver. O algoritmo escolhido foi o EPSO implementado em Matlab, aproveitando as grandes capacidades de cálculo matricial deste software.

O programa retorna o valor do número de aerogeradores (previamente escolhidos) e os metros quadrados de painéis solares a instalar (duma tecnologia previamente escolhida).

O algoritmo EPSO desenvolvido foi baseado nos artigos Vladimiro Miranda, Nuno Fonseca, Hrvoje Keko e Álvaro Jaramillo [7].

#### 5.3.2 Programa desenvolvido

Como já foi referido, a metaheurística escolhida foi o EPSO. Este recebe como dados de entrada:

- uma matriz com a carga horária, para o período de um ano (resultados obtidos no capítulo 3.2).



- uma matriz com a potência solar ( $h_t$ ), para o período de um ano (resultados obtidos no capítulo 4.1).
- uma matriz com a potência eólica, para o período de um ano (resultados obtidos no capítulo 4.2).
- a função de avaliação.
- o número de iterações máximas (critério de paragem).

Inicialmente é criado o enxame de partículas, sendo as partículas distribuídas de forma aleatória dentro do "espaço" permitido. Cada partícula é constituída por dois valores, tem na primeira metade os metros quadrados de painel a instalar e na segunda o número de aerogeradores.

|  |                                       |
|--|---------------------------------------|
| METROS QUADRADOS de<br>PAINEL a INSTALAR | NÚMERO de AEROGERADORES<br>a INSTALAR |
|--|---------------------------------------|

Figura 5.3: Constituição duma partícula

A figura 5.4 apresenta um diagrama de blocos, representando de forma genérica todos os passos realizados pelo EPSO desde a introdução dos dados até ao final do processo iterativo e saída de resultados. Após a criação dos enxames é realizada uma primeira avaliação das partículas, para permitir que posteriormente sejam movidas correctamente. São então replicadas, sendo esta réplica uma simples cópia do enxame inicial. Após a criação do enxame replicado, inicia-se o ciclo de critério de paragem: atingir o número máximo de gerações.

Na Figura 5.4 deve dedicar-se especial atenção à parte do diagrama referente ao ciclo que será responsável pelo sucesso da optimização realizando os seguintes passos:

- **Mutação:** É criada uma cópia mutada dos parâmetros estratégicos para que as diferentes partículas possam deslocar-se com diferentes pesos (inércia, memória e cooperação), podendo assim o enxame auto-adaptar-se de geração para geração. No início são melhores os parâmetros mais elevados, conduzindo a "passos" mais longos e grandes variação no *fitness* das partículas. Com o avançar do processo, é necessário fazer uma pesquisa mais minuciosa, pelo que as partículas que avançarem mais lentamente e obtiverem melhores resultados ser-lhes-ão escolhidos os parâmetros estratégicos que serão aplicados nas diferentes partículas.
- **Movimento:** São movidas as partículas originais com os parâmetros estratégicos originais, as réplicas são movidas com os parâmetros mutados.
- **Avaliação:** São avaliadas todas as partículas recorrendo a uma função, cujo objectivo principal é minimizar o custo nivelado da electricidade.

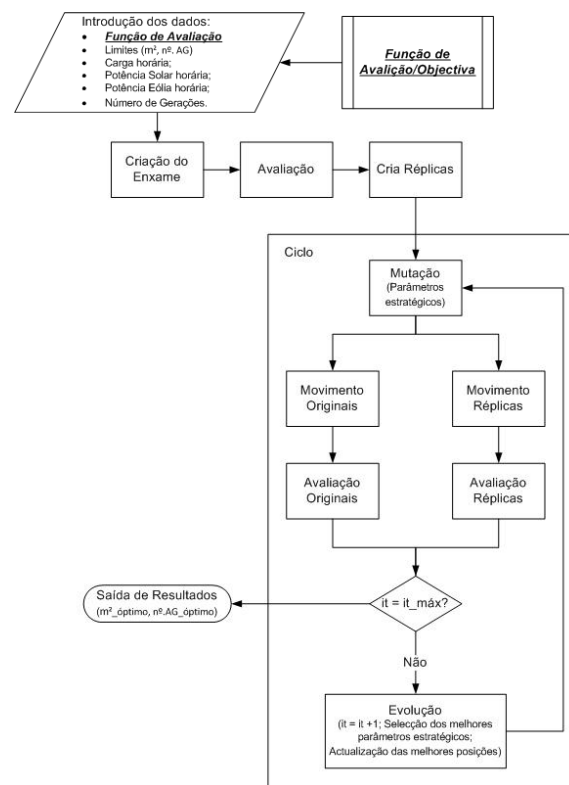


Figura 5.4: Diagrama de bloco da metodologia adoptada para a resolução do problema.

Na medida em que a avaliação é a parte do EPSO que é alterado em cada problema diferente, adiante, no capítulo 5.3.3 será explicado em detalhe a função objectivo correspondente, para perceber o modo como são escolhidas as melhores partículas. Esta função é um parâmetro de entrada e está definida como pré-processo na figura 5.4.

- **Cr terio de paragem:** Número máximo de iterações.
- **Evolução:** Nesta etapa, são actualizados os valores das melhores posições atingidas por cada partícula; é actualizada a melhor posição do enxame; e são seleccionados os parâmetros estratégicos das partículas com melhor *fitness* de entre o conjunto partícula mais réplica. Convém focar que este é um método elitista para os parâmetros estratégicos, e para as partículas não há selecção, s  há movimento, isto conduz a que o enxame se mantenha disperso por mais tempo e consiga uma pesquisa mais vasta.
- **Saída de resultados:** os resultados de saída do EPSO são na forma de um vector, neste caso a partícula com melhor *fitness*. O primeiro valor será os metros quadrados de painéis a instalar e o segundo valor, o número de aerogeradores (figura 5.3).

### 5.3.3 Função de avaliação

Uma função de avaliação/objectivo pretende minimizar ou maximizar um determinado critério, no entanto, em problemas de dimensionamento como o do presente projecto, existe mais do que uma função de avaliação, por exemplo, minimizar as emissões de GEE, minimizar os custos de investimentos, maximizar o aproveitamento dos recursos renováveis, etc. As funções objectivo estão expressas em unidades distintas, pelo que se torna difícil avaliar a importância de cada uma. Então, uma boa forma de avaliar os benefícios e/ou prejuízos de cada função será equacioná-los economicamente, assim, o critério de todas as funções é expresso numa unidade monetária. Por fim, aglomera-se estas sub-funções numa única função objectivo. Esta é a ideia base na qual assentou o desenvolvimento da função de avaliação.

#### 5.3.3.1 Sub-funções de avaliação

As sub-funções (de critério económico) que terão influência na função objectivo serão o custo da energia comprada à rede (ponto 1), o investimento feito nas tecnologias de aproveitamento das energias renováveis (solar e eólica) (ponto 2) e a remuneração vigente para sistemas de produção em regime especial (PRE) (ponto 3).

1. O custo da energia comprada à rede é calculado através da expressão seguinte:

$$Custo_{Energia\_Rede}(\text{€}) = Preco_{Energia}(\text{€/kWh}) \times EAC_{Rede}(\text{kWh}) \quad (5.6)$$

2. O investimento total nos equipamentos é dado pela soma dos investimentos em aerogeradores com os investimentos da área total de painéis solares:

$$Investimento(\text{€}) = A(\text{m}^2) \times Preco_{FV}(\text{€/m}^2) + AG(N.^{\circ}) \times Preco_{AG}(\text{€/AG}) \quad (5.7)$$

3. A escolha da sub-função "remuneração da PRE" [30], foi feita considerando que esta avalia a **poupança** monetária da forma mais correcta, tendo em conta um conjunto de critérios desejados:

- Produzir nas horas de vazio ou horas de cheias e pontas.
- Custos que seriam necessários na construção de novo meio de produção (central convencional), evitados pela construção de uma central renovável (com o mesmo nível de potência).
- Custo de operações e manutenção que seriam necessários no novo meio de produção (central convencional), evitados pela construção de uma central renovável (com o mesmo nível de potência).

- Custos das emissões de  $CO_2$  que seriam produzidos pelo novo meio de produção (central renovável), evitados pela central renovável.
- Recursos endógenos aproveitados e tecnologia utilizada na instalação.
- Perdas evitadas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

Na expressão 5.8 apresenta-se a fórmula para o cálculo da remuneração para as centrais renováveis e o significado de cada parcela bem como algumas considerações efectuadas em algumas. Para melhor compreensão do cálculo da remuneração e com intuito de evitar o "peso" deste no meio do presente capítulo, foram colocados no anexo D todos os passos necessários a realização do cálculo e os conceitos relacionados.

$$VRD_m = \{KMHO_m \cdot [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m \cdot Z\} \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{1 - LEV} [30] \quad (5.8)$$

- $VRD_m$  - é a remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ [30];
- $KMHO_m$  - é um coeficiente que modula os valores de  $PF(VRD)_m$ , de  $PV(VRD)_m$  e de  $PA(VRD)_m$  em função do posto horário em que a electricidade tenha sido fornecida[30];

Relativamente ao posto horário este depende do período de hora legal de Inverno ou Verão, atendendo aos decretos de lei relacionados<sup>6</sup>, as tabelas seguintes ilustram os períodos<sup>7</sup> e postos horários considerados:

Tabela 5.1: Período legal considerado para o horário de Inverno e Verão.

| Inverno              | Verão                 | Inverno               |
|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 1 de Jan - 25 de Mar | 25 de Mar - 25 de Out | 25 de Out - 31 de Dez |

Tabela 5.2: Horas de vazio, cheias e pontas para o respectivo período legal.

|         | Vazio         | Cheias e Pontas | Vazio         |
|---------|---------------|-----------------|---------------|
| Inverno | 00:00 - 08:00 | 08:00 - 22:00   | 22:00 - 24:00 |
| Verão   | 00:00 - 09:00 | 08:00 - 23:00   | 23:00 - 24:00 |

De acordo com as tabelas 5.1 e 5.2, foi introduzido no programa, uma matriz de dimensão  $[8760 \times 1]$  correspondente as horas todas ano. Cada hora (linha da matriz) é identificada com uma string<sup>8</sup> cujo nome pode ser "vazio" ou "cheias e pontas".

- $PF(VRD)_m$  - é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis [30];
- $PV(VRD)_m$  - é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis [30];

<sup>6</sup>Ver anexo D.2

<sup>7</sup>Assumiu-se que o período de Verão era de cinco meses certos e começava a dia 25 de Março.

<sup>8</sup>Sequência de caracteres

### 5.3 Aplicação do algoritmo EPSO no dimensionamento de sistemas híbridos Rede - FV/Eólico61

- $PA(VRD)_m$  - é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis [30];
- $IPC_{m-1}$  - é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente: assumiu-se um valor unitário para este [30].
- $Z$  - é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada [30];

O valor deste coeficiente, para centrais eólicas é sempre o mesmo - 4,6. No entanto, para as centrais fotovoltaicas, o valor do coeficiente  $Z$  depende da potência instalada, ora como não se sabe como vai ser instalada a totalidade da área dos painéis, isto é, se vão ser instalados nas casas, em campos ou até mesmo os dois, então fez-se a média dos dois valores:

$$Z_{médio}^{FV} = \frac{52 + 35}{2} = 43,5 \quad (5.9)$$

- $IPC_{ref}$  - é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável (ver página do INE): assumiu-se um valor unitário para este [30].
- $LEV$  - representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável [30].

Na tabela 5.3 estão definidos os número de dias por mês. A remuneração é calculada para os 12 meses e no fim, obtém-se a remuneração anual somando as 12 remunerações mensais (expressão 5.10).

Tabela 5.3: Horas de vazio, cheias e pontas para o respectivo período legal.

| Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 31  | 28  | 31  | 30  | 31  | 30  | 31  | 31  | 30  | 31  | 30  | 31  |

$$VRD_{Anual}(\text{€}) = \sum_{m=1}^{12} VRD_m(\text{€}) \quad (5.10)$$

#### 5.3.3.2 Sub-funções/condições para o tempo de vida do projecto

Neste ponto, são utilizados alguns conceitos de matemática financeira e de forma a melhor entender os mesmos, foi colocado no anexo E toda a informação necessária.

Quando se trata deste tipo de projecto, existe um factor de elevada importância - os anos de vida do projecto, podendo atingir os 25 anos (optimismo).

Para o tempo de vida deste tipo de projecto, no presente trabalho, foram feitas as seguintes considerações:

1. **Os consumos:** aceita-se que o diagrama de cargas é o mesmo para os anos todos, embora um dado consumidor não tenha exactamente o mesmo diagrama todos os anos, a sua vida quotidiana será comparativamente a mesma existindo apenas uma variação é "mínima", motivo pelo qual se despreza. Também se considera que a sua evolução do consumo varia percentualmente, cujo taxa de evolução é definida inicialmente e será a mesma para o projecto todo. Assim, o consumo para a hora  $i$  e o ano  $n$  é calculado com base na expressão seguinte:

$$Consumo_i^n = Consumo_i^0 \times (1 + taxa_{consumo})^n \quad (5.11)$$

onde  $taxa_{consumo}$  é a percentagem da variação do consumo, normalmente positiva (as estatísticas mostram que a tendência da variação do consumo é aumentar).

2. **A inflação:** em economia é a queda do valor do mercado ou poder de compra do dinheiro, isto é, equivalente ao aumento generalizado no nível dos preços, geral porque incide sobre os preços de grande maioria dos bens e serviços mas também sobre outros preços nomeadamente na **remuneração da PRE (e no preço da electricidade)** [31]. Foi então considerado para a inflação, uma variação percentual constante ao longo do tempo de vida do projecto. Tendo em conta a inflação, a remuneração para o ano  $n$  é dado por:

$$VRD_{anual}^n(€) = VRD_{anual}^0(€) \times (1 + taxa_{inflacao})^n \quad (5.12)$$

3. **O preço da electricidade:** é do conhecimento geral que Portugal tem elevada dependência energética, cuja fonte principal é de origem fóssil, sujeito a grandes flutuações e cujas tendências são em aumentar rapidamente se nada for feito. Tendo este factor, é correcto assumir que na ausência de outras soluções para a produção de energia, o preço da electricidade fornecido pela rede aumente ao longo dos anos e foi esse valor que se considerou para a compra de energia a rede. A evolução do preço da electricidade (€/kWh) também é percentual e, para o ano  $n$  é dado pela expressão seguinte:

$$\begin{cases} Preco_{Energia}^n(€/kWh) = Preco_{Energia}^0(€/kWh) \times (1 + taxa_{electricidade})^n \\ taxa_{electricidade} = taxa_{aumento}^{electricidade} - taxa_{inflacao} \end{cases} \quad (5.13)$$

4. **Pagamento do Investimento:** foi imposto que o pagamento do investimento será feito ao longo do tempo, em vez de um único investimento inicial. O pagamento anual é então calculado sob forma de uma renda:

$$Renda_{Investimento} = Investimento \times \frac{taxa_{juros}(1 + taxa_{juros})^n}{(1 + taxa_{juros})^n - 1} \quad (5.14)$$

5. Relativamente aos recursos renováveis, considera-se que estes não se alteram ao longo da vida do projecto. Os dados sobre os recursos eólicos foram fornecidos pela base de dados EOLOS2.0 que resulta do estudo/registo de muitos anos, em suma são valores estatísticos. O mesmo acontece com os dados do SolarTerm5 do qual foram extraídos os dados do recurso solar. Nos dois casos assumiu-se que, embora existam variações de ano para ano, os valores médios se mantêm constantes, pois o local é sempre o mesmo, o clima será consequentemente o mesmo e, portanto, os recursos serão comparativamente iguais, pelo que se assume verdadeira a premissa dos recursos renováveis serem constantes na vida do projecto.

#### 5.3.3.3 Sub-função para abastecimento do consumo

O abastecimento do consumo é feito por três fontes, solar, eólica e pela rede. Adoptou-se aqui uma estratégia específica, primeiro, o consumo é abastecido pelas fontes renováveis, mais especificamente pela energia solar. Considera-se que, como esta fonte é mais fácil de prever e mais estável, isto é, sem grandes flutuações ganha a prioridade sobre a energia eólica ocupando por sua vez o segundo lugar no abastecimento do consumo. Por fim, se necessário a rede irá abastecer o resto do consumo.

Por ventura, consoante a produção de energia solar e/ou eólica poderá haver um excesso de energia solar e/ou eólica em relação ao consumo, assim os excessos também foram calculados, isto permite, mais tarde, controlar a percentagem do excesso que se considera possível vender a rede.

O fluxograma da figura 5.5 permite compreender de forma mais sistemática a estratégia referida.

#### 5.3.3.4 Função de avaliação

Nesta secção é apresentada a sequência de cálculos efectuada na função de avaliação. Para alguns passos são utilizadas as sub-funções referidas anteriormente.

Primeiro são obtidas, para cada ano  $n$ , seis matrizes de dimensão  $[8760 \times 1]$ , relativas aos cálculos de energia:

- $Energia\ Solar_{hora\ h}^{ano\ n}$  - Constante ao longo dos anos.

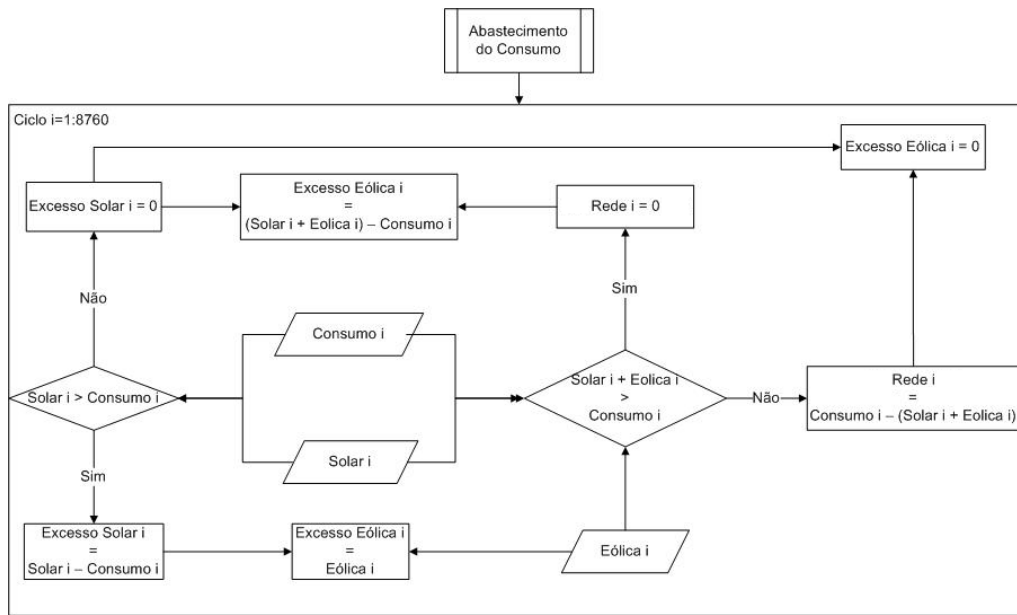


Figura 5.5: Fluxograma do ciclo do abastecimento da energia

- $Energia\ Eólica_{hora\ h}^{ano\ n}$  - Constante ao longo dos anos.
- $Consumos_{horah}^{ano\ n}$  - Evolui percentualmente ao longo dos anos.
- $Excesso\ Energia\ Solar_{hora\ h}^{ano\ n}$  - Varia consoante o consumo e a energia solar.
- $Excesso\ Energia\ Eólica_{hora\ h}^{ano\ n}$  - Varia consoante o consumo e a energia eólica.
- $Energia\ Rede_{hora\ h}^{ano\ n}$  - Varia consoante o consumo, a energia solar e a energia eólica.

Aglomerando todas estas matrizes, obtém-se uma matriz tridimensional, a **matriz das energias** com a seguinte dimensão -  $[8760 \times 6 \times n]$ .

Tendo a **matriz das energias**, para cada ano  $n$ , são calculadas as seis matrizes de todas as remunerações e custos possíveis actualizados para o respectivo ano. Também é obtida a matriz dos consumos totais anuais:

- $VRD_{ano\ n}^{Solar} (\text{€})$  - Remuneração do total energia solar (consumida + excesso).
- $VRD_{ano\ n}^{Excesso\ Solar} (\text{€})$  - Remuneração do excesso de energia solar.
- $VRD_{ano\ n}^{Eólica} (\text{€})$  - Remuneração do total energia eólica (consumida + excesso).
- $VRD_{ano\ n}^{Excesso\ Eólica} (\text{€})$  - Remuneração do excesso de energia eólica.
- $Custo_{ano\ n}^{Rede} (\text{€})$  - Custo total da energia consumida da rede.
- $Renda_{anual}^{Invest} (\text{€})$  - Renda anualizada do investimento.
- $Consumo_{ano\ n}^{total} (\text{kWh})$  - utilizado para o custo nivelado da electricidade ( $CNE_{ano\ n}$ ).



### 5.3 Aplicação do algoritmo EPSSO no dimensionamento de sistemas híbridos Rede - FV/Eólico65

Aglomerando todas as matrizes calculadas inerente as remunerações e custos, obtém-se um matriz bidimensional, a **matriz das remunerações/custos** com a seguinte dimensão -  $[6 \times n]$ .

De forma a compreender a evolução ao longo do tempo dos custos/proveitos comparada com as energias, foi elaborado uma série de gráficos representados na figura 5.6. Do lado esquerdo estão os gráficos inerentes as energias e, do lado direito, os gráficos das remunerações e custos.

Na figura 5.6 verifica-se do lado direito uma zona sombreada para a remuneração do excesso de energia renovável (solar e eólica) indicando que este valor pode subir ou descer. O excesso de energia renovável<sup>9</sup> vai reduzindo, ao longo do tempo, isto implica que o valor da remuneração diminui também, por outro lado, a inflação faz com que os preços subam e esta é a explicação para existir aquela zona sombreada.

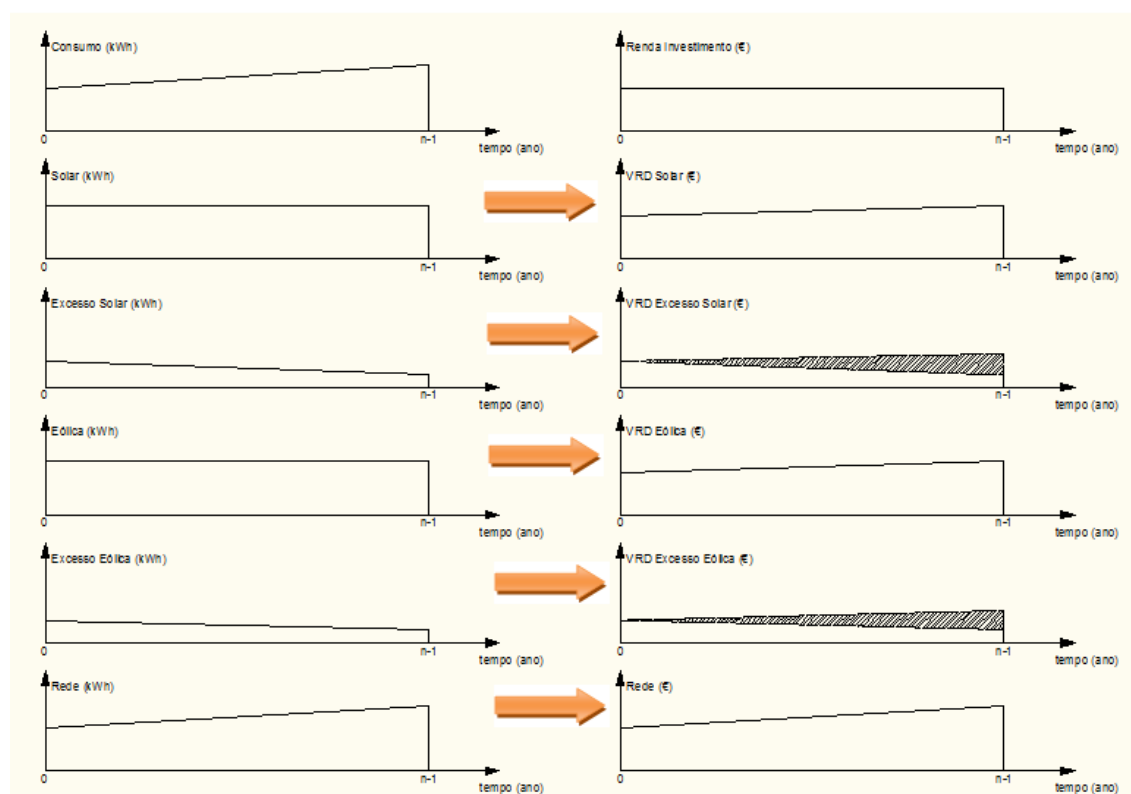


Figura 5.6: Evolução ao longo do tempo das diferentes energias, remunerações e custos.

De seguida, calculam-se os fluxos de caixa para cada ano  $n$ , e actualizam-se para o ano 0<sup>10</sup>:

<sup>9</sup>Relembra-se que o excesso de energia renovável é energia

<sup>10</sup>Para a taxa de inflação definida

$$FC_{ano\ n}^{Actualizado\ ano\ 0} = \frac{FC_{ano\ n}}{(1 + taxa_{inflacao})^n} \quad (5.15)$$

$$FC_{ano\ n} = \left[ VRD_{ano\ n}^{Renováveis} - \left( (1 - taxa_{Abs}^{Rede}) \cdot VRD_{ano\ n}^{Ex\ Renov} \right) \right] - \left[ Renda_{anual}^{Invest} + Custo_{ano\ n}^{Rede} \right] \quad (5.16)$$

$$VRD_{ano\ n}^{Renov} = VRD_{ano\ n}^{Solar} + VRD_{ano\ n}^{Eólica} \quad (5.17)$$

$$VRD_{ano\ n}^{Ex\ Renov} = VRD_{ano\ n}^{Excesso\ Solar} + VRD_{ano\ n}^{Excesso\ Eólica} \quad (5.18)$$

onde  $taxa_{Abs}^{Rede}$  é a taxa de absorção máxima que a rede admite. Para uma taxa de 100% significa que toda a energia em excesso é aceite pela rede, logo será vendida. Para uma taxa de 0% significa que a rede não admite nenhum excesso sendo esta "desperdiçada". O valor da taxa tem de ser definido pelo utilizador proporcionando, a definição de cenários.

O passo seguinte é obter a função de avaliação principal, cujo objectivo é minimizar o somatório do custo nivelado da electricidade tal que:

$$F.Objectivo = \min \sum_{i=0}^n |CNE_{(ano\ n)}| \quad (5.19)$$

$$CNE_{(ano\ n)} = \frac{FC_{ano\ n}^{Actualizado\ ano\ 0}}{Consumo_{ano\ n}^{total}} \quad (5.20)$$

Como foi explicado ao longo da presente secção, a função de avaliação principal é obtida de forma matricial. A figura 5.7 apresenta a organização da função de avaliação pelas matrizes referidas.

De frisar que, para cada partícula é efectuado o processo representado na figura 5.7, tornando-se imperativo escolher um número adequado de partículas que permitem atingir o óptimo global e que evitam tempos de cálculos excessivos.

À medida que se evolui na função de avaliação, pode-se observar na figura 5.7 que, os vários níveis de tratamento evoluem de matrizes de grandes dimensões para menores, atingindo no final, um valor escalar/pontual - o somatório dos CNE.

Enumeram-se as matrizes das várias fases da função de avaliação presentes na figura 5.7:

1. matriz tridimensional das energias, onde do lado esquerdo se encontram as variáveis constantes ao longo dos anos e do lado direito as variáveis "evolutivas" - matriz para o cálculos das energias.
2. matriz bidimensional das remunerações/custos, onde do lado esquerdo aparece a renda anualizada do investimento, no meio e do lado direito as remunerações e custos anuais das respectivas energias.
3. do lado esquerdo está a matriz dos consumos totais anuais e do lado direito a matriz dos fluxos de caixa já actualizados para o ano 0.
4. matriz do custo nivelado de electricidade para cada ano.

## 5. somatório dos custos nivelados de electricidade.

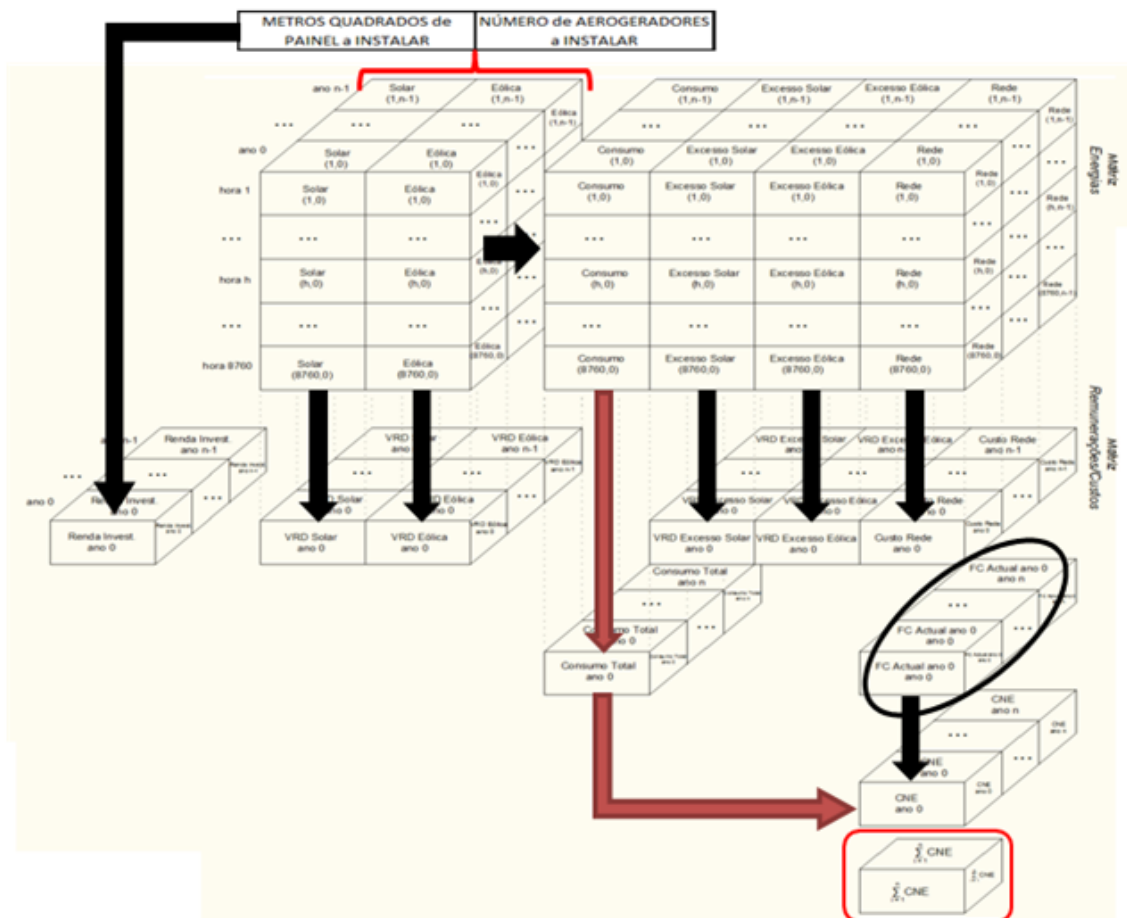


Figura 5.7: Estrutura das Matrizes Utilizadas no EPSO e evolução.

Convém ainda referir que durante a realização da função de avaliação, todos os passos/resultados das diferentes matrizes foram verificados com a criação de um excel em paralelo. Neste excel, introduzem-se, os mesmos valores dos parâmetros necessários no EPSO, mas também o resultado fornecido por este, ou seja, a partícula óptima - a área de painéis e o número de aerogeradores a instalar. Para além de permitir testar a função de avaliação, aproveitou-se para adicionar uma folha de cálculos<sup>11</sup> com intuito a análise financeira dos resultados obtidos.

## 5.4 Sumário

Neste capítulo foi introduzida a temática das metaheurística com ênfase no algoritmo EPSO devido à grande importância deste na realização do trabalho proposto.

<sup>11</sup>Não é apresentada neste capítulo, mas no capítulo 6, inerente à discussão de resultados.

De frisar algumas vantagens inerentes ao algoritmo EPSO que vieram incentivar à sua escolha para a resolução do problema de coordenação. No EPSO existe uma selecção elitista, mas combinada com o princípio da cooperação do PSO, no qual não existe comparação entre partículas. Desta forma, no EPSO não existem partículas que morrem ou que sejam substituídas. Para cada partícula existe uma selecção elitista individual que, leva à escolha por parte do algoritmo do descendente com melhores parâmetros estratégicos. A não destruição ou substituição das partículas orienta-as a seguir em direcção a melhores zonas de pesquisa, mas sem dar saltos no espaço, efectuando assim uma pesquisa mais vasta.

Foram ainda apresentadas todas as opções, considerações e conceitos necessários a realização da função de avaliação, bem como a explicação detalhada da mesma.

## Capítulo 6

# Simulações e Resultados

No presente capítulo são apresentadas todas as simulações e resultados da formulação e/ou metodologias/estratégias dos capítulos 3, 4 e 5 inerentes ao caso de estudo utilizado. As simulações e resultados encontram-se separadas em sub-capítulos aos quais foi dado o mesmo nome do capítulo a qual se referem.

Foi utilizado como caso de estudo a urbanização do local de estudo apresentada no capítulo 2.

### 6.1 Cenários

O estudo realizado será feito definindo cenários específicos que permitam interpretar melhor os resultados obtidos.

Contudo, impõe-se primeiro a definição de um cenário principal que poderá ser utilizado ao longo nas diferentes simulações do presente capítulo. A este cenário foi atribuído o nome de cenário base. Este consiste em ter apenas uma tarifa simples para todos os consumidores o corresponde a ter um preço único para a electricidade independentemente do horário no qual é consumida a energia. Realça-se o facto de usar uma tarifa simples para a compra de energia eléctrica, de facto, o EPSO foi desenvolvido considerando um preço fixo para a electricidade, pelo que não faz sentido neste, efectuar simulações com cenários diferentes do base.

Nos pontos que se seguem apresentam-se os cenários e respectivos resultados obtidos. Também serão tecidos alguns comentários e comparações, bem como efectuado a sua análise.

## 6.2 Diagrama de cargas

Relembra-se que, na ferramenta desenvolvida para obter o diagramas de cargas, para cada tipo de consumidor (BTN - doméstico e comercial e BTE), os dados necessários são:

- O número de lotes/fracções.
- A potência contratada.
- A tarifa escolhida.

### 6.2.1 Cenário base

Considerando o cenário base, isto é, utilizando apenas uma tarifa simples e tendo em conta a informação conhecida da urbanização do local de estudo (tabela 2.2), introduziram-se os dados seguintes na folha de dados da ferramenta desenvolvida:

Tabela 6.1: Dados para os consumidores em BTN Doméstico

| BTN Doméstico       |                  |                              |
|---------------------|------------------|------------------------------|
| Potências BTN (kVA) | NºLotes/fracções | Tarifa                       |
| 13,8                | 11               | Simple Pc $\leq 20,7$        |
| 17,25               | 170              | Simple Pc $\leq 20,7$        |
| 27,6                | 360              | Simple $20,7 < Pc \leq 41,4$ |
| 34,5                | 153              | Simple $20,7 < Pc \leq 41,4$ |

Tabela 6.2: Dados para os consumidores em BTN Comercial

| BTN Comercial       |                  |                              |
|---------------------|------------------|------------------------------|
| Potências BTN (kVA) | NºLotes/fracções | Tarifa                       |
| 13,8                | 1                | Simple Pc $\leq 20,7$        |
| 17,25               | 1                | Simple Pc $\leq 20,7$        |
| 34,5                | 1                | Simple $20,7 < Pc \leq 41,4$ |
| 41,4                | 1                | Simple $20,7 < Pc \leq 41,4$ |

#### 6.2.1.1 Resultados

Nas tabelas 6.4, 6.5 e 6.6 apresentam-se os resultados obtidos para as consumidores BTN Domésticos, BTN Comerciais e BTE respectivamente.

Todas as tabelas apresentam como resultados, a energia por fracção correspondente à potência contratada, a energia total por escalão de potência e a energia total (última célula no canto direito inferior, a vermelho) por cada tipo de consumidor (em BTN doméstico, comercial e BTE). As tabelas 6.4, 6.5 contêm mais informação, nomeadamente o total

Tabela 6.3: Dados para os consumidores BTE

| BTE                  |                  |                                |
|----------------------|------------------|--------------------------------|
| Potências BTE (kVA): | NºLotes/fracções | Tarifa para Extrapolação:      |
| 960                  | 1                | Simples $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 320                  | 1                | Simples $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 490                  | 1                | Simples $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 665                  | 1                | Simples $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 1295                 | 1                | Simples $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 167,5                | 1                | Simples $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 150                  | 1                | Simples $20,7 < P_c \leq 41,4$ |

Tabela 6.4: Resultados obtidos para consumidores BTN Doméstico.

| BTN_D                  | Potências BTN (kVA): | NºLotes/fracções | Energia Anual (kWh) |         | TOTAL (kWh) |
|------------------------|----------------------|------------------|---------------------|---------|-------------|
|                        |                      |                  | Por fracção         | Total   |             |
| Classe C               | 1,15                 | 0,00             |                     | 0       | 74756       |
|                        | 2,30                 | 0,00             |                     | 0       |             |
|                        | 3,45                 | 0,00             |                     | 0       |             |
|                        | 4,60                 | 0,00             |                     | 0       |             |
|                        | 5,75                 | 0,00             |                     | 0       |             |
|                        | 6,90                 | 0,00             |                     | 0       |             |
|                        | 10,35                | 0,00             |                     | 0       |             |
|                        | 13,80                | 11,00            | 6796                | 74756   |             |
| Classe A               | 17,25                | 170,00           | 8854                | 1505180 | 15772610    |
|                        | 20,70                | 0,00             |                     | 0       |             |
|                        | 27,60                | 360,00           | 25101               | 9036360 |             |
|                        | 34,50                | 153,00           | 34190               | 5231070 |             |
|                        | 41,40                | 0,00             |                     | 0       |             |
| TOTAL:                 |                      | 694              | →                   |         | 15847366    |
| Factor Simultaneidade: |                      | 0,23             | →                   |         | 3650719     |

correspondente ao perfil (classe A ou C) que lhes foi atribuído. Permite ver rapidamente o impacto das classes de consumidores no consumo.

Na figura 6.1, em cima observam-se os diagramas de carga anuais (após aplicação dos perfis) dos respectivos consumidores e em baixo o diagrama de cargas final, que resulta da soma dos três diagramas parciais.

Observando o diagrama de cargas final BT representado na figura 6.1 verifica-se que o consumo é muito superior no inverno, todavia, no período dos dois meses mais quentes do verão, existe um pequeno aumento do consumo em grande parte influenciado pelos consumidores em BTN. Esta tendência pode ser em parte explicada pelo uso de equipamentos que proporcionam um maior nível de conforto térmico nos edifícios.

O consumo da urbanização nestas condições oscila entre os 455 kWh os 1724 kWh tendo um consumo anual total de 7,95 GWh

Tabela 6.5: Resultados obtidos para consumidores BTN Comerciais.

| BTN_C                  | Potências BTN (kVA): | NºLotes/fracções | Energia Anual (kWh) |       | TOTAL |
|------------------------|----------------------|------------------|---------------------|-------|-------|
|                        |                      |                  | Por fracção         | Total |       |
| Classe C               | 1,15                 | 0,00             |                     | 0     | 6796  |
|                        | 2,30                 | 0,00             |                     | 0     |       |
|                        | 3,45                 | 0,00             |                     | 0     |       |
|                        | 4,60                 | 0,00             |                     | 0     |       |
|                        | 5,75                 | 0,00             |                     | 0     |       |
|                        | 6,90                 | 0,00             |                     | 0     |       |
|                        | 10,35                | 0,00             |                     | 0     |       |
|                        | 13,80                | 1,00             | 6796                | 6796  |       |
| Classe A               | 17,25                | 1,00             | 8854                | 8854  | 86441 |
|                        | 20,70                | 0,00             |                     | 0     |       |
|                        | 27,60                | 0,00             |                     | 0     |       |
|                        | 34,50                | 1,00             | 34190               | 34190 |       |
|                        | 41,40                | 1,00             | 43397               | 43397 |       |
| TOTAL:                 |                      | 4                | →                   |       | 93237 |
| Factor Simultaneidade: |                      | 0,75             | →                   |       | 69928 |

Tabela 6.6: Resultados obtidos para consumidores BTE.

| Potências BTE (kVA): | NºLotes/fracções | Energia Anual (kWh) |            |
|----------------------|------------------|---------------------|------------|
|                      |                  | Por fracção         | Total      |
| 960,00               | 1,00             | 1261243             | 1261243    |
| 320,00               | 1,00             | 412741              | 412741     |
| 490,00               | 1,00             | 638124              | 638124     |
| 665,00               | 1,00             | 870137              | 870137     |
| 1295,00              | 1,00             | 1705381             | 1705381    |
| 167,50               | 1,00             | 210559              | 210559     |
| 150,00               | 1,00             | 187357              | 187357     |
| TOTAL:               | 7                | →                   | 5285542    |
| F.S:                 | 0,80             | →                   | 4228433,67 |

Um teste interessante que vem confirmar o que foi já foi dito, foi ver a influência do tipo de consumidor no diagrama de cargas, bem como o facto de ser aplicado um factor de simultaneidade. A figura 6.2 permite de forma clara ver este efeito.

A primeira constatação é que o consumidor em BTN comercial tem uma influência quase nula no diagrama, ficando apenas os consumidores em BTN Domésticos e BTE a dominar o diagrama de cargas. Ora analisando o caso, verifica-se que existem apenas quatro consumidores em BTN Comercial para um total de 705, daí a pouca influência no diagrama. A segunda constatação é que antes de ser aplicado o factor de simultaneidade,



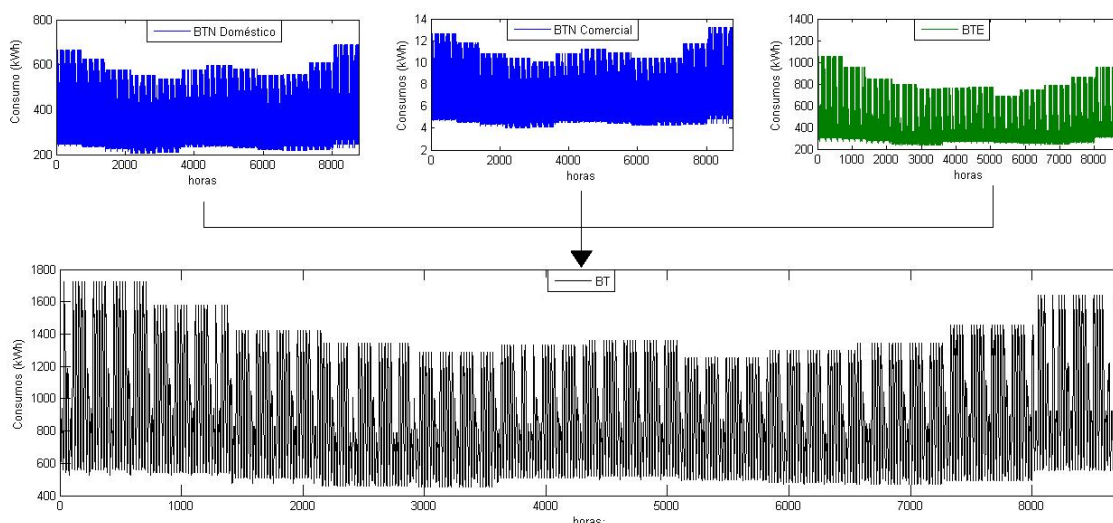


Figura 6.1: Diagrama de cargas final obtido.

idade, o diagrama é dominado em cerca de 75% pelos consumidores BTN Domésticos sendo o resto completado pelos consumidores BTE, no entanto, após ser aplicado o factor de simultaneidade, os dois tipos de consumidores tendem a influenciar o diagrama de cargas em iguais proporções. Conclui-se que a utilização do factor de simultaneidade é extremamente importante, pois a não utilização deste pode conduzir a dimensionamentos incorrectos.

### 6.2.2 Cenários extremos

Neste cenário, admitiu-se que seriam utilizadas, para cada escalão de potência (ou potência definida no caso dos consumidores em BTE), as tarifas que correspondem a menor e maior energia anual, minimizando e maximizando o consumo final respectivamente, daí o nome de cenários extremos. Para a minimização da energia anual atribui-se o nome de cenário extremo inferior e para a maximização cenário extremo superior.

Este cenários foram testados com intuito de determinar as potências mínimas e máximas possíveis de obter bem como a energia anual mínima e máxima.

Sendo assim, os dados introduzidos para estes cenários foram:

Tabela 6.7: Dados inseridos para os cenários extremos - Consumidores em BTN Domésticos

| Potências BTN (kVA) | NºLotes ou fracções | BTN Doméstico                        |  |
|---------------------|---------------------|--------------------------------------|--|
|                     |                     | Cenário Extremo Superior<br>Tarifa   | Cenário Extremo Inferior<br>Tarifa         |
| 13,8                | 11                  | Bi-Horária $P_c \leq 20,7$           | Sazonal Simples $P_c \leq 20,7$            |
| 17,25               | 170                 | Bi-Horária $P_c \leq 20,7$           | Sazonal Simples $P_c \leq 20,7$            |
| 27,6                | 360                 | L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$ | Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 34,5                | 153                 | L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$ | Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ |

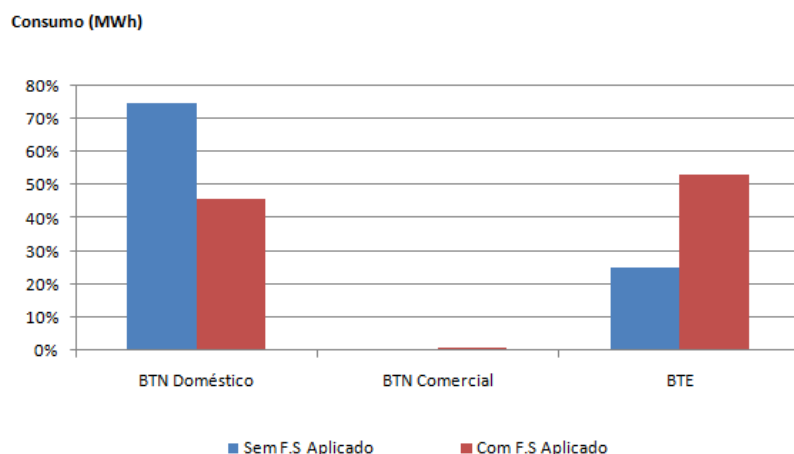


Figura 6.2: Influências do tipo de consumidor no diagrama de cargas.

Tabela 6.8: Dados inseridos para os cenários extremos - Consumidores em BTN Comerciais

| Potências BTN (kVA) | NºLotes ou fracções | BTN Comercial                        |  |
|---------------------|---------------------|--------------------------------------|--|
|                     |                     | Cenário Extremo Superior             | Cenário Extremo Inferior                   |
|                     |                     | Tarifa                               | Tarifa                                     |
| 13,8                | 1                   | Bi-Horária $P_c \leq 20,7$           | Sazonal Simples $P_c \leq 20,7$            |
| 17,25               | 1                   | Bi-Horária $P_c \leq 20,7$           | Sazonal Simples $P_c \leq 20,7$            |
| 34,5                | 1                   | L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$ | Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 41,4                | 1                   | L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$ | Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ |

Tabela 6.9: Dados inseridos para os cenários extremos - Consumidores em BTE

| Potências BTE (kVA) | NºLotes ou fracções | BTE                                  |  |
|---------------------|---------------------|--------------------------------------|--|
|                     |                     | Cenário Extremo Superior             | Cenário Extremo Inferior                   |
|                     |                     | Tarifa para Extrapolação:            | Tarifa para Extrapolação:                  |
| 960                 | 1                   | L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$ | Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 320                 | 1                   | L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$ | Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 490                 | 1                   | L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$ | Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 665                 | 1                   | L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$ | Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 1295                | 1                   | L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$ | Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 167,5               | 1                   | L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$ | Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ |
| 150                 | 1                   | L.Utilizações $20,7 < P_c \leq 41,4$ | Sazonal Tri-Horária $20,7 < P_c \leq 41,4$ |

### 6.2.2.1 Resultados

Os resultados deste cenário são apresentados do mesmo modo que para o cenário base pelas tabelas F.1, F.2 e F.3 que se encontram no anexo F.1, junto também estão disponíveis os diagramas de cargas para os dois cenários extremos.

O objectivo aqui é ver entre que valores de potência pode oscilar a carga e o consumo total anual para dois cenários extremos opostos. Deste modo, apresentam-se na tabela 6.10 os valores obtidos para os dois cenários.

Tendo em conta que estes dois cenários são extremos opostos e pelos valores registados na tabela sabe-se que qualquer que sejam as tarifas adaptadas, as cargas vão oscilar

Tabela 6.10: Potências (máxima e mínima) e consumos anuais dos dois cenários extremos.

|                          | Cenário          |        |                  |        |
|--------------------------|------------------|--------|------------------|--------|
|                          | Extremo Superior |        | Extremo Inferior |        |
| <b>Consumo (GWh/ano)</b> | 19,32            |        | 3,86             |        |
| <b>Potência (kW)</b>     | máxima           | mínima | máxima           | mínima |
|                          | 4154             | 1103   | 822              | 221    |

entre os 221 kW e os 4154 kW, e os consumos entre os 3,86 GWh e os 19,32 GWh, no entanto, o bom senso diz-nos que muito dificilmente estes valores serão atingidos.

### 6.2.3 Conclusões

Os diagramas de cargas foram obtidos a partir de perfis que são aprovados e publicados anualmente pela ERSE, estes fornecem um óptimo alicerce à determinação do diagrama de cargas.

A metodologia e respectiva ferramenta desenvolvida revelaram ser muito eficazes, pois rapidamente se obtém um diagrama de cargas confiável, apenas inserindo o número de consumidores para a respectiva potência contratada e seleccionando uma tarifa específica.

Outra vantagem, é sem dúvida poder classificar o consumo dentro de um intervalo que é obtido pelos dois cenários extremos. Numa perspectiva mais realista, a experiência revelar-se-á uma mais-valia na selecção da tarifa que tem consequência directa no consumo e nas pontas das potências.

Possuir informações sobre a natureza do projecto é igualmente uma grande vantagem, por exemplo, saber que se trata de um projecto ligado ao turismo, cujo alvo é centrado nos meses quentes, então, opta-se por tarifas ditas sazonais. Este tipo de informação pode ser muito bem adquirido no "terreno", isto é, conversando com os investidores e/ou responsáveis pela projecto.

## 6.3 Produção Renovável

Neste ponto, apresentam-se os dados introduzidos nas ferramentas desenvolvidas bem como os resultados inerentes a cada tecnologia.

No final, são também indicadas as tecnologias que foram seleccionadas permitindo continuar para a simulação no EPSO juntamente com os resultados dos consumos definidos no capítulo 6.2.

### 6.3.1 Produção Fotovoltaica

Neste ponto, é apenas feita uma e única simulação, nomeadamente para a tecnologia seleccionada. O objectivo aqui é, simular e obter um dos dados de entrada do EPSO. Contudo mostram-se os resultados médios mensais para a tecnologia escolhida - silício monocristalino. Sendo assim, foram introduzidos na folha, os dados relativos a urbanização e escolhida a opção - optimização para um sistema ligado a rede.

- A latitude -  $37^{\circ}08''$ .
- A irradiância global horária  $h$ .
- A irradiância difusa horária  $h_d$ .
- A temperatura  $T(^{\circ}C)$ .

De notar que a ferramenta pode ter outro tipo de utilidade, como por exemplo, determinar a energia anual possível de extrair de um dado sistema FV.

#### 6.3.1.1 Resultados

Na tabela 6.11 e na figura 6.3 observam-se as potência médias mensais bem como a energia anual obtida. Relembra-se que os valores correspondem a um metro quadrado de painel de potência igual a 150 W.<sup>1</sup>

Tabela 6.11: Valores das potências e energia para a tecnologia silício monocristalino.

| Tecnologia: Si-mono-cristalino |                               |                               |
|--------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Mês                            | Média<br>(kW/m <sup>2</sup> ) | Energia total mensal<br>(kWh) |
| Janeiro                        | 0,012                         | 8,8                           |
| Fevereiro                      | 0,015                         | 9,9                           |
| Março                          | 0,017                         | 12,6                          |
| Abril                          | 0,023                         | 16,4                          |
| Mai                            | 0,026                         | 19,1                          |
| Junho                          | 0,026                         | 18,9                          |
| Julho                          | 0,027                         | 19,8                          |
| Agosto                         | 0,026                         | 19,5                          |
| Setembro                       | 0,021                         | 15,3                          |
| Outubro                        | 0,017                         | 13,0                          |
| Novembro                       | 0,014                         | 9,9                           |
| Dezembro                       | 0,013                         | 9,4                           |
| Total Anual:                   |                               | 172,70                        |

Pela a análise da tabela e gráfico constata-se que a potência e a energia (que apresentam uma relação quase linear) no Verão atinge valores quase duas vezes superiores aos

<sup>1</sup>Se o utilizador o desejar, deverá introduzir na folha de dados, o número de metros quadrados na respectiva célula e alterar na folha dos parâmetros a potência se assim o entender.

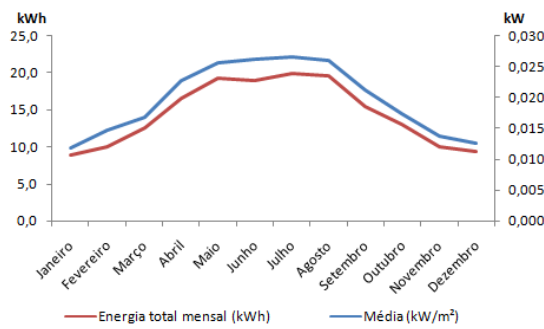


Figura 6.3: Potências e energia para a tecnologia silício monocristalino

do Inverno. Também se observa que os valores da potência são bastante reduzidos, consequentemente a energia anual também é baixa o que não é surpreendente na medida em que se está a tratar duma tecnologia cujo o rendimento ronda os 12%. Conclui-se que esta tecnologia de baixo rendimento tem o seu potencial nos meses quentes.

### 6.3.2 Produção Eólica

Neste ponto, procede-se do mesmo modo que no anterior, isto é, fazendo apenas uma simulação.

Relativamente ao caso de estudo, extraíram-se os dados seguintes dos EOLOS2.0:

- Velocidades médias mensais dos ventos já referidas no capítulo 2, tabela 2.4.
- Factor de escala:  $A = 7,6$
- Factor de forma:  $k = 2,62$
- Altura a qual foi colocada o anemómetro:  $Z_{anem} = 10$ .
- Altitude do local:  $Z_0 = 100$
- A hora do pico da velocidade do vento: 16h00 extraído do perfil diário do vento (figura 6.4).

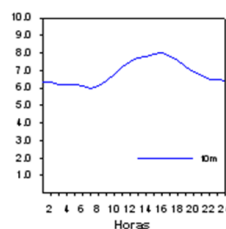


Figura 6.4: Perfil diário dos ventos.

A figura 6.5 (a) mostra do lado esquerdo, o gráfico da variação da velocidade do vento com a altura a qual está colocado o rotor do aerogerador e do lado direito, a curva calculada que varia com o factor de rugosidade  $Z_r$  influenciado pela natureza do terreno (tabela C.1). Assim, foi escolhido o tipo de terreno de modo a que os dois gráficos fossem iguais. O valor obtido para o factor de rugosidade foi  $Z_r = 0,01$  para um terreno "Pasto Acidentado". Pela figura 6.5 (b) que resulta da sobreposição dos dois gráficos (com as mesmas escalas), verifica-se que estes coincidem confirmando que o tipo de terreno foi bem escolhido.

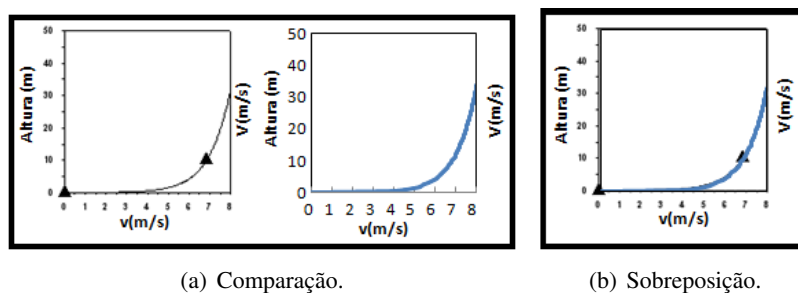


Figura 6.5: Relação do vento entre a altura do anemómetro e do rotor.

Na medida em que no EOLOS2.0 é fornecido um perfil diário (figura 6.4), então a função de autocorrelação<sup>2</sup> corresponde a um esquema oscilatório para um período de 24 horas. Sendo assim, admite-se que o factor de autocorrelação é elevado atribuindo um valor de 0,95. Porém, também se verifica que a variação máxima de amplitude é relativamente pequena -  $2 \text{ m/s}$ , portanto, o coeficiente de influência da hora do dia  $\delta$  tem de ser baixo atribuindo-lhe um valor de 0,20.

Tendo já os parâmetros todos definidos, introduzem-se os necessários no HOMER de forma a obter as velocidades horária do vento para um ano. A figura 6.6 mostra o perfil para cada mês obtido no HOMER comparável ao fornecido pela base de dados EOLOS2.0.

Tendo já os ventos para o ano inteiro, são introduzidos na respectiva folha do excel que aplica as correcções necessárias (figura 6.7).

Observando a figura 6.7 verifica-se que os limites mínimos e máximos da velocidade do vento para o funcionamento do aerogerador são atingidos poucas vezes, isto explica-se pelo facto de o perfil diário ter uma oscilação de baixa amplitude.

Na tabela 6.12 apresentam-se os resultados das velocidades médias mensais do vento corrigidas.

Na figura 6.8 verifica-se, após correcção, um aumento significativo da velocidade do vento, passando de uma média anual de  $6,89 \text{ m/s}$  para  $8,39 \text{ m/s}$ , ou seja de 18%. Também

<sup>2</sup>Ver anexo C.2.1.

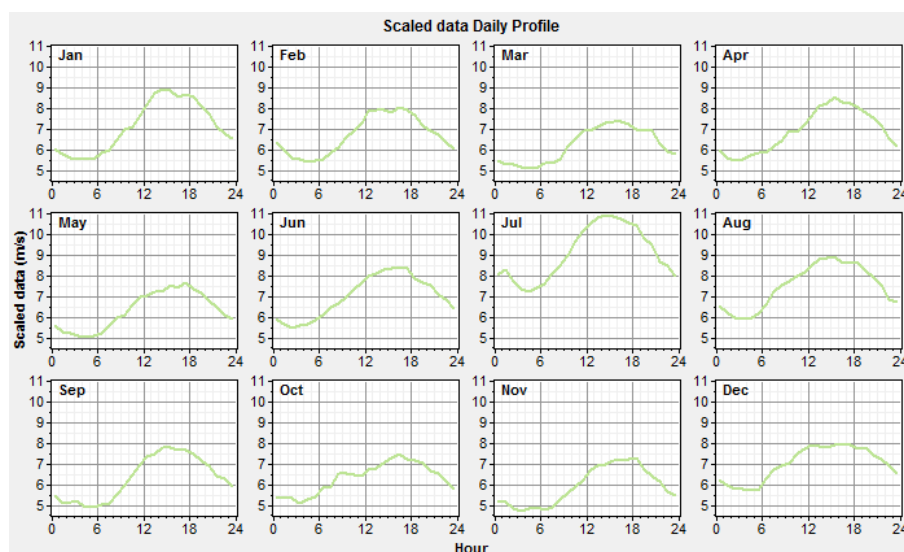


Figura 6.6: Perfil diário para cada mês obtido no HOMER.

Tabela 6.12: Velocidades médias mensais do vento corrigidas.

| Mês         | v(m/s) |
|-------------|--------|
| Janeiro     | 8,69   |
| Fevereiro   | 8,20   |
| Março       | 7,59   |
| Abril       | 8,44   |
| Maio        | 7,71   |
| Junho       | 8,56   |
| Julho       | 11,13  |
| Agosto      | 9,18   |
| Setembro    | 7,71   |
| Outubro     | 7,71   |
| Novembro    | 7,22   |
| Dezembro    | 8,56   |
| Média Anual | 8,39   |

se destacam os ventos do mês de Julho com velocidades bastantes superiores aos restantes meses.

Após efectuadas as correcções, já só resta definir o aerogerador para qual se pretende determinar a potência produzida para cada hora do ano. Atendendo as variações da potência no cenário base (entre os 455 kW e 1724 kW), optou-se por escolher o aerogerador modelo E-48 da Enercon, cujo potência é de 810 kW.

Na tabela 6.13 estão apresentados os resultados médios mensais obtidos e na figura 6.9 o perfil horário para a potência por aerogerador.

Tal como se pode observar na figura 6.9 a potência oscila entre os 0 e os 700 kW nunca atingindo a potência máxima do aerogerador, no entanto, como os ventos raramente

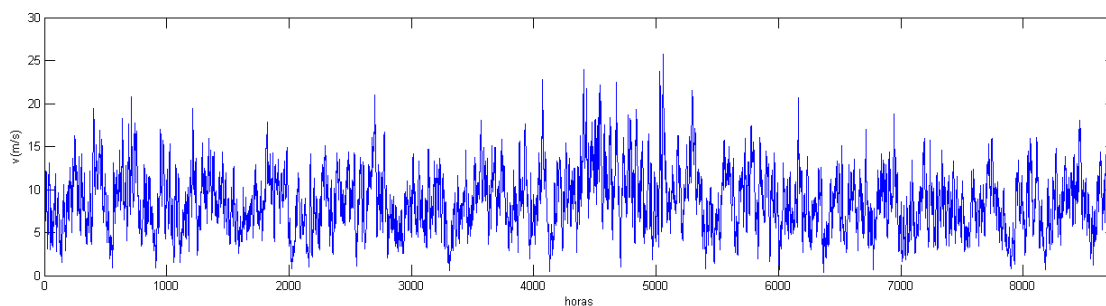


Figura 6.7: Velocidades do vento obtidas no HOMER.

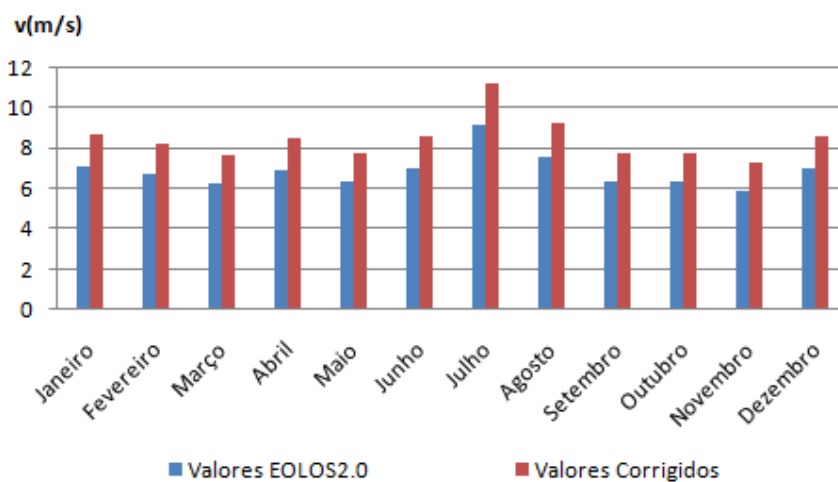


Figura 6.8: Comparação entre os ventos do EOLoS e os corrigidos

Tabela 6.13: Potências médias mensais e energia por cada aerogerador.

|                     | Média<br>(kW) | Média<br>(kWh) |
|---------------------|---------------|----------------|
| Janeiro             | 352,488       | 262251         |
| Fevereiro           | 319,657       | 214809         |
| Março               | 274,890       | 204518         |
| Abril               | 333,754       | 240303         |
| Maio                | 280,202       | 208470         |
| Junho               | 336,097       | 241990         |
| Julho               | 465,747       | 346515         |
| Agosto              | 370,979       | 276008         |
| Setembro            | 276,590       | 199145         |
| Outubro             | 279,640       | 208052         |
| Novembro            | 245,992       | 177114         |
| Dezembro            | 344,284       | 256147         |
| <b>Total Anual:</b> |               | <b>2835323</b> |

atingem os limites aceites pelo aerogerador, este vai estar a funcionar a maior parte do tempo. Foi calculado o factor de capacidade  $f_{cap}$  e número de horas equivalentes  $NEP$ . Estes dois índices acabam por ser o mesmo parâmetro de avaliação mas expresso de forma



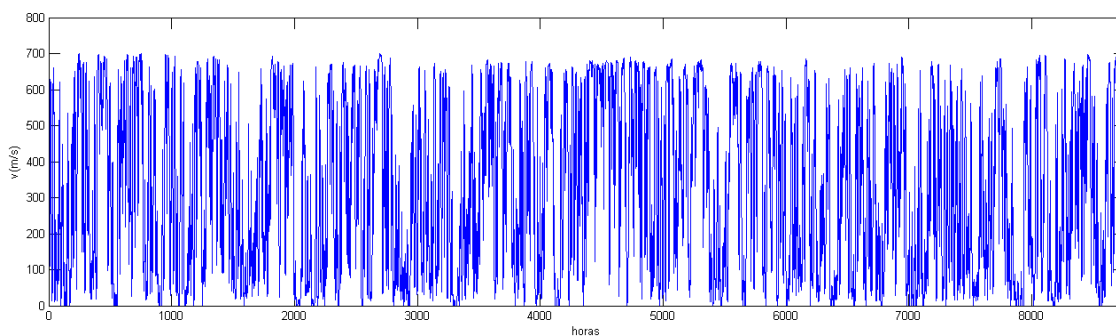


Figura 6.9: Perfil horário da potência por aerogerador.

diferente.

O factor de capacidade é definido pela expressão seguinte:

$$f_{cap} = \frac{EAP(kWh)}{EAT(kWh)} \quad (6.1)$$

onde  $EAT$  a energia anual total possível de produzir pelo aerogerador dado por:

$$EAT = 365 \times 24 \times P_n \quad (6.2)$$

onde  $P_n$  a potência nominal do aerogerador.

O número de horas equivalentes  $NEP$  é dado pela expressão seguinte:

$$NEP(h) = \frac{EAP(kWh)}{P_n(kW)} \quad (6.3)$$

Para o nosso caso obtém-se um  $f_{cap}$  de 40% e um  $NEP$  de 3500 horas. Pelos dois índices obtidos, conclui-se que os recursos eólicos são óptimos para serem aproveitados, pois consideram-se recursos com bons potenciais aqueles que tenham um factor de capacidade entre os 30% e 45% ou seja, entre 2600 a 4000 horas [32].

## 6.4 EPSO

Neste ponto, é simulado o EPSO desenvolvido e avaliado o seu desempenho, para isso são definidos três cenários específicos. Relembra-se que os dados a introduzir no EPSO são, o perfil do diagrama de cargas, o potência por metro quadrado de fotovoltaica e a potência por aerogerador que são o fruto do resultado dos capítulos 3, 4.1 e 4.2 respectivamente. Todavia, também é necessário especificar os seguintes parâmetros:

1. Parâmetros que se admitem constantes para todas as simulações:

- Atribuição dos limites de área de painel a instalar - entre os 500 e 5000  $m^2$ .
- Atribuição dos limites de número de aerogeradores - entre os 5 e 50.
- Aumento do consumo em percentagem - considerou-se um aumento de 3 %.
- Inflação em percentagem - considerou-se uma taxa de 3 %.
- Juros de investimento em percentagem - considerou-se um juro de 10 %.
- Preço por aerogerador<sup>3</sup> - 1.200.000,00 €
- Preço por metro quadrado de painel fotovoltaico<sup>4</sup> - 750,00 €.
- Anos de vida do projecto - 20.

2. Parâmetros que vão definir os diferentes cenários:

- Aumento do preço da electricidade (%)
- Taxa de absorção da rede (%).

### 6.4.1 Cenários

Neste ponto, foram efectuados vários cenários, em primeiro lugar com o objectivo de testar o EPSO e o seu desempenho. Em segundo lugar, foram criados cenários com o intuito de estudar a importância das energias renováveis bem como o modo que devem ser inseridos.

#### 6.4.1.1 Cenários limites

Com o objectivo de ver o desempenho do EPSO e testar se de facto este convergia para os valores óptimos, foram definidos dois cenários ao qual foi atribuído o nome de cenário limite inferior e cenário limite superior que, consistem em considerar uma taxa de absorção da rede de 50% e para:

- Cenário limite inferior - considerar o aumento do preço da electricidade em 3% (valor da inflação).
- Cenário limite superior - considerar o aumento do preço da electricidade em 30%.

Com os cenários limites, pretende-se ver se o EPSO vai atribuir às partículas os valores limites mínimos e máximos (ou pelo menos a tender) nos respectivos cenários.

Nas figuras 6.10 (a) e 6.10 (b) apresentam-se os gráficos do melhor *fitness* (a vermelho) e da pesquisa actual(a azul) para os cenários limite inferior e superior respectivamente.

<sup>3</sup>Estima-se entre os 1.300.000 a 1.700.000 €/MW uma solução "chave na mão".

<sup>4</sup>Estima-se entre os 5000 a 7000 €/kW uma solução "chave na mão".

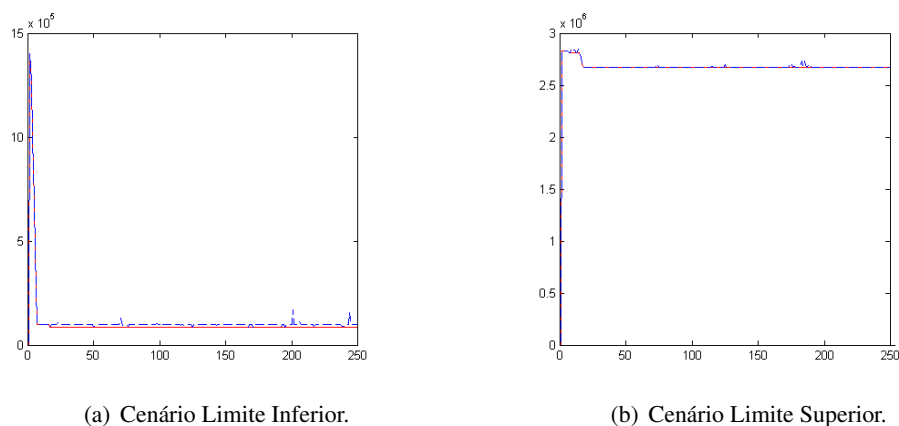


Figura 6.10: Evolução do valor da função objectivo para os cenários limites.

Pela evolução dos gráficos observados na figura 6.10 verifica-se que o valor da função objectivo foi diminuindo rapidamente no início e depois estabiliza, pois não existem melhores partículas no espaço de pesquisa já que estas se encontram nos limites definidos.

Observam-se na tabela 6.14 os valores das partículas obtidos no EPSO para os dois cenários.

Tabela 6.14: Valor das partículas para os cenários limite inferior e superior.

| Cenário         | Partícula              |              |
|-----------------|------------------------|--------------|
|                 | Área painéis ( $m^2$ ) | Número de AG |
| Limite Inferior | 500                    | 5            |
| Limite Superior | 5000                   | 50           |

Relativamente ao primeiro cenário, considerando que o preço da energia aumenta apenas com o valor da inflação, é normal que sejam feitos os mínimos investimentos possíveis pois o equipamento pode provalmente não ter retorno de investimento. Todavia para uma situação em que o preço da energia aumentam excessivamente<sup>5</sup>, o investimento num tipo de energia alternativa é rapidamente recuperado bem como os custos da energia são diminuídos. Como se pode constatar na tabela 6.14, os valores limites mínimos e máximos dos respectivos cenários foram obtidos com sucesso.

Assim, conclui-se pela análise destes dois cenários que o EPSO está a funcionar correctamente.

#### 6.4.1.2 Cenário de Absorção

Considera-se constante a taxa de aumento do preço da electricidade proveniente da rede no próximo cenário. Admite-se então que numa situação real, o preço da energia

<sup>5</sup>Por vários motivos tais como as flutuações dos combustíveis fósseis, pagamento de multas derivadas do excesso da emissão dos GEE, etc.

poderia aumentar a uma taxa de 10% se nada fosse feito para contrariar esse movimento. Assim, o próximo cenário tem por objectivo ver o que acontece numa rede com taxa de absorção nula (0%), como é o caso, por exemplo, dos sistemas isolados.

Na figura 6.11 apresentam-se os gráficos do melhor *fitness* (a vermelho) e da pesquisa actual (a azul) para os cenário de absorção nula e na tabela 6.15 os valores obtidos da partícula.

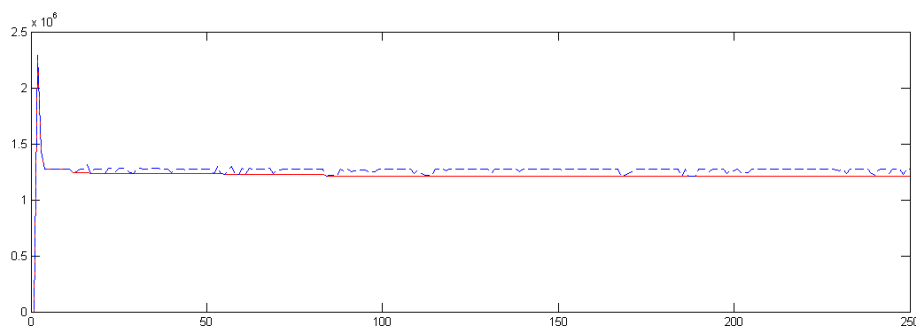


Figura 6.11: Evolução do valor da função objectivo para o cenário de absorção nula.

Tabela 6.15: Valores da partícula para o cenário de absorção nula.

| Cenário       | Partícula              |              |
|---------------|------------------------|--------------|
|               | Área painéis ( $m^2$ ) | Número de AG |
| Absorção Nula | 5000                   | 5            |

Como se pode constatar, na tabela 6.15, obtém-se um número máximo de painéis solares e quase o mínimo para o número de aerogeradores. Estes valores obtidos para as partículas do cenário mínimo de absorção mostram que se a rede não permitir penetração, o sistema de produção renovável irá adaptar-se ao máximo a carga, pois o excesso será desperdiçado. É neste sentido que que são instalados a máxima área de painéis solares, pois a potência máxima que se consegue extrair dos mesmos nunca excede a carga. Ao contrário do que acontece na produção fotovoltaica, a potência eólica ultrapassa muitas vezes a carga sendo desperdiçado este excesso, logo, são instalados um número reduzido de aerogeradores de forma a evitar esta situação.

A figura 6.12 mostra a produção de energia solar (máxima - 5000  $m^2$ ), eólica (mínima - 5 AG) e o consumo, na qual se pode observar a sua evolução ao longo da vida do projecto e perceber como a energia é desperdiçada.

Percebe-se, observando a figura 6.12 o que já foi referido, ou seja, a energia eólica, neste caso é muitas vezes superior ao consumo, mesmo com um número mínimo de AG instalados. Por sua vez, a energia solar<sup>6</sup> não ultrapassa o consumo mesmo com a área máxima instalada.

<sup>6</sup>Relembra-se que foi atribuído prioridade a esta energia em relação eólica.

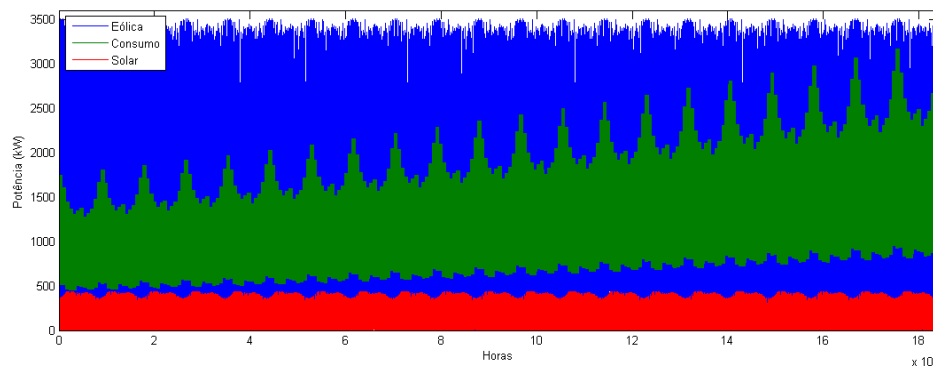


Figura 6.12: Consumo, energia eólica e solar ao longo da vida do projecto.

Em conclusão, numa rede que não absorve excesso de energia como é o caso, o investimento é feito com o intuito de se adaptar ao consumo, assim, é escolhido a tecnologia apropriada (quantidade também) para a situação, pois pretende-se otimizar o sistema híbrido rede/renovável e se o sistema for sobredimensionado implica um maior custo de investimento, não existindo possível aproveitamento do excesso de energia produzido, implica o aumento do CNE.

#### 6.4.1.3 Cenário normal

Por último foi feito um cenário para qual foi feito um estudo mais aprofundado. A este cenário foi atribuído o nome de cenário normal e consiste em considerar:

- Taxa de absorção em 50%.
- Aumento do preço da electricidade em 10%.

Apresentam-se na figura 6.13 e na tabela 6.16 os resultados obtidos no EPSO para o cenário base.

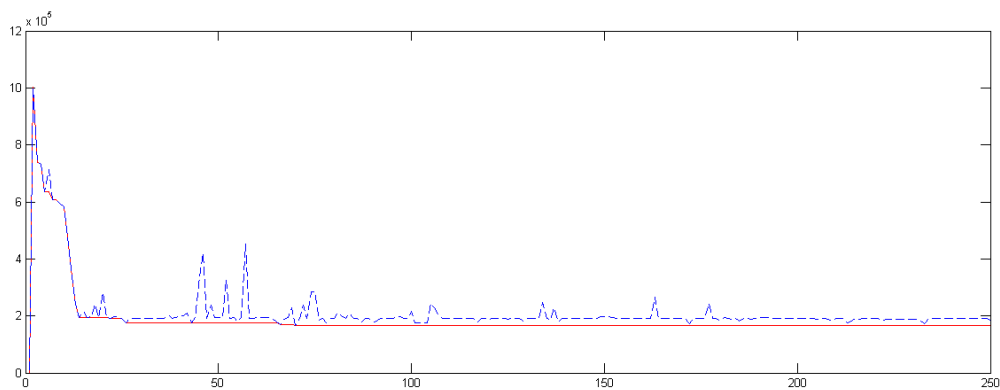


Figura 6.13: Evolução da função objectivo para o cenário normal.

Constata-se que o valor da função objectivo foi diminuindo seguindo a curva típica da evolução dos EPSO, isto é, no início há uma diminuição bastante elevada da função objectivo, segue-se uma fase de estabilização, onde as partículas se deslocam mais devagar e já são precisas muitas mais iterações para pequenas melhorias na função objectivo. Os patamares visíveis nas figuras 6.13 são típicos dos gráficos *fitness*, estes indicam que parte do enxame encontrou uma zona melhor

Tabela 6.16: Valor das partículas para o cenário normal.

| Cenário | Partícula              |              | $\Sigma CNE$     |
|---------|------------------------|--------------|------------------|
|         | Área painéis ( $m^2$ ) | Número de AG |                  |
| Normal  | 500                    | 11,53        | 196.264,73 €/GWh |

Analisando os valores da partícula obtida, verifica-se que a área de painéis solares está no limite mínimo que foi atribuído, de facto esta é uma energia que provém duma fonte com pouco rendimento, além disso, o potencial da energia solar é sobretudo no verão. Embora no local de estudo, durante o ano inteiro a velocidade de ventos seja significativa, o maior potencial é nos meses de verão tal como acontece na solar. Sendo os aerogeradores uma tecnologia com melhores rendimentos e potências aproveitadas maiores, o EPSO avalia que o fotovoltaico deve ser "descartado", pois deixa de ser economicamente interessante quando comparada a eólica e num sistema ligado a rede.

Conhecidos os valores da área de painéis fotovoltaicos a instalar e o número de aerogeradores a instalar, estes foram introduzidos no excel que efectua todos os cálculos realizados na função de avaliação do EPSO, no entanto, existe uma diferença para o cálculo da remuneração que aqui é calculado com base na tarifa (€/kWh) da energia considerada (solar ou eólica). Esta diferença introduz alguns erros de valor desprezável. Foi também adicionada ao excel uma folha permitindo efectuar a análise financeira<sup>7</sup> do sistema.

O fluxo de caixa para o tempo de vida do projecto é constituído pela renda do investimento, pela remuneração da energia proveniente das fontes renováveis e pela poupança de energia da rede que foi feita.

Na medida em que é impossível instalar 11,53 aerogeradores, este valor foi arredondado para 12, assim, o valor actual líquido (VAL) obtido foi de 59.486.191,25 € e um período de retorno do investimento (PRI) de 6,50 anos. O VAL aqui corresponde a um tipo de "poupança" que se obteve caso não seriam utilizados as energias provenientes de fontes renováveis, para um total da energia consumida durante 20 anos de cerca 221,54 GWh, é equivalente a obter uma redução de 261,82 €/MWh.

Na figura 6.15 apresenta-se o fluxo de caixa anual que resulta da soma do custo da energia, renda do investimento e da remuneração das energias renovável absorvido pela rede.

<sup>7</sup>Foram utilizados os conceitos presentes no anexo E.

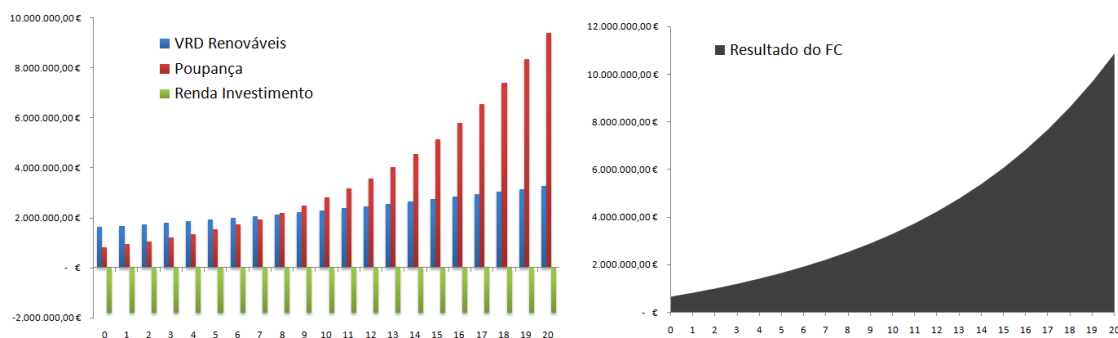


Figura 6.14: Fluxos de Caixa e respectivo resultado.

Observa-se um efeito um tanto estranho no fluxo de caixa, "ganha-se" dinheiro, este efeito é devido ao consumo ter aumentado significativamente provocando a diminuição do excesso de energia renovável. Assim, é aproveitado grande parte das renováveis e utilizado pouca energia da rede numa altura em que o preço da electricidade não é muito elevado. O resultado deste balanço é positivo. Todavia, o preço continua a aumentar e o consumo também mas a produção de energia renovável mantém-se constante. Implica que o custo da energia proveniente da rede volte a ser muito maior que o ganho, voltando o balanço ser negativo.

Constata-se que a inserção de energias renováveis diminui e muito o CNE médio para os 20 anos, não é minimamente surpreendente se for tido em conta que o preço da electricidade aumenta significativamente e que o consumo também, pois a combinação destas duas circunstâncias faz com que o custo da energia da rede aumente exponencialmente e consequentemente o CNE, a inserção de produção de energias renováveis contraria este efeito, por isso, o respectivo CNE médio é muito inferior.

Foi feito ainda outro estudo relativo a este cenário. Admitiu-se que foram efectivamente instalados os 12 aerogeradores e os 500  $m^2$  de painéis solares, todavia, por algum motivo, a rede não permite a penetração de energia em excesso, ou seja, a taxa de absorção da rede é nula. Nestas condições de sistema sobredimensionado obtém-se, um VAL de 39.306.803,09 € e um PRI de 8,44 anos para esta situação.

Conclui-se que, embora este cenário possa a primeira vista divergir da realidade, a verdade é que se nada for feito para reduzir o consumo, a partir de energia proveniente de combustíveis fósseis, pode muito provavelmente vir a ser real. Assim, a solução a curto-médio prazo encontra-se nas energias renováveis e os investimentos nestas só podem ser benéficas, a prova é que mesmo para um sistema sobredimensionado, se consegue ter um VAL positivo e um PRI pouco mais elevado.

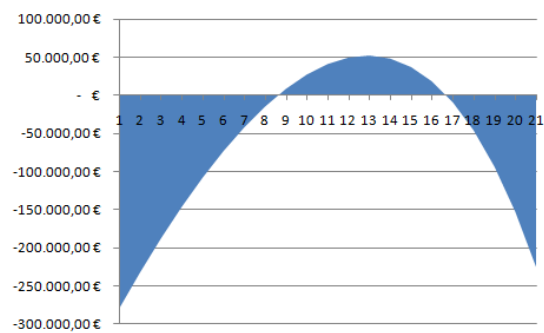


Figura 6.15: Fluxo de caixa anual.

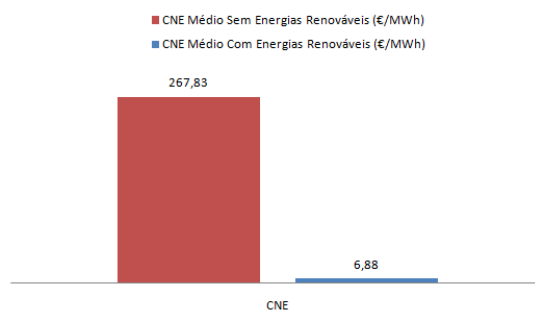


Figura 6.16: CNE médio para um período de 20 anos.



## Capítulo 7

# Conclusões e trabalhos futuros

### 7.1 Conclusões

As actuais preocupações ambientais e os compromissos associados obrigam a pensar no modo de como se dimensionam sistemas eléctricos. Assim torna-se imperativo recorrer aos recursos existentes no local, nomeadamente os recursos renováveis. Porém, conhecer apenas o local e as características não é suficiente, é necessário aproveitar os recursos de forma eficiente, isto é, adaptado a um determinado diagrama de cargas que se desconhece e atendendo a questões económicas que representam muitas vezes o grande factor na decisão final.

A presente dissertação surge então neste âmbito tendo por principais objectivos, identificar o diagrama de cargas com base nas previstas potências a contratar, para um dado projecto, identificar soluções que permitem quantificar a potência a extrair de um recurso renovável, nomeadamente solares e eólicos e por fim definir uma estratégia que permite retirar o máximo proveito de sistema híbrido Rede/FV/Eólico adaptado ao perfil de cargas do projecto em estudo.

A primeira metodologia desenvolvida e aplicada a um caso de estudo permitiu obter o perfil de cargas da urbanização, tendo apenas em conta o número de lotes/fracções e respectivas potências contratadas (previstas) e escolhendo uma tarifa que o utilizador acha mais adequada.

As metodologias associadas as estimativas de produção renovável permitem efectuar rapidamente o cálculo da produção por tecnologia e por unidade. Embora neste projecto, o resultado obtido vem no sentido de obter dados para introduzir no EPSO, estes podem ser aproveitados para outro de trabalho, pois fornecem uma excelente base para outro tipo de projectos.

Relativamente a última parte da presente dissertação, foi desenvolvido um algoritmo EPSO que revelou ser muito eficaz na resolução combinatória deste tipo de problemas, pois a escolha foi orientada na tentativa de conciliar a obtenção de resultados credíveis e simultaneamente garantir uma flexibilidade de adaptação do algoritmo a novas solicitações. Com este algoritmo conseguiram-se de forma eficaz boas soluções obtendo assim resposta para todas as exigências.

O resultado deste trabalho contribui para melhor entender a influência das energias renováveis nos dias que correm. Na medida em que a tendência dos consumos é subir, os países como Portugal que não possuem recursos saem prejudicados economicamente, mas também existe a questão da emissão dos GEE que é outro problema que hoje é tema muito actual, assim, o não aproveitamento das energias renováveis pode ser muito penalizado pelo que se torna imperativo aproveitar os recursos existentes.

## **7.2 Trabalhos Futuros**

Como trabalhos futuros, em primeiro lugar, a introdução e utilização de números difusos na determinação do diagrama de cargas e na obtenção das potências por unidade das respectivas tecnologias.

Propõe-se acrescentar a função de avaliação do EPSO novos parâmetros, nomeadamente, custos associados a manutenção e incentivos inerentes a cada tecnologia. Propõe-se também alargar o algoritmo EPSO para outras tecnologias. Deveria também ser criada uma interface para o utilizador para uma mais fácil introdução de dados.

O programa desenvolvido cumpre com os requisitos, todavia, na medida em que a cada partícula é associado a área de painéis fotovoltaicos e ao número de aerogeradores, ou seja, duas variáveis do tipo inteiro, o programa poderia ser optimizado neste sentido já que, a pesquisa é feita para números reais.

# Referências

- [1] EDF Énergie de France. La raréfaction des ressources. Disponível em <http://www.edf.fr/>, acedido a última vez em Março de 2009.
- [2] Direcção Geral de Energia e Geologia. A evolução da eficiência e conservação de energia em Portugal. Disponível em <http://www.dgge.pt/>, acedido a última vez em Março de 2009.
- [3] BCSD Portugal. Manual de boas práticas de eficiência energética, Novembro 2005. Disponível em <http://www.bcsdportugal.org/files/496.pdf>.
- [4] H. Lee Willis and Walter G. Scott. *Distributed Power Generation - Planning and Evaluation*.
- [5] Márcio Filipe Coelho Pereira. Estimativa da produção de sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios. Technical report, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Fevereiro 2009.
- [6] Wikipédia. Métaheuristique. Disponível em <http://fr.wikipedia.org/wiki/Métaheuristique>, acedido a última vez em Junho de 2009.
- [7] Vladimiro Miranda. Computação evolucionária fenotípica., Março 2005.
- [8] EDP. Consumos médios anuais para efeitos de estimativa no caso de clientes sem histórico de consumos. Disponível em <http://www.edp.pt/NR/rdonlyres/ABF88D57-6B81-43BA-B135-F3933D1C29AC/0/Consumosmédiosanuais.pdf>, acedido a última vez em Abril de 2009.
- [9] ERSE Entidade Reguladora de Serviços Energéticos. Guia de medição leitura e disponibilização de dados para Portugal continental, Novembro 2005. Disponível em <http://www.edp.pt>.
- [10] Ressources naturelles Canada. *Analyse de projets d'énergie propres - Manuel d'ingénierie et d'étude de cas ReTScreen*. Ressources naturelles Canada, Third edition, 2006.
- [11] Claudio Monteiro. Apontamentos de energia eólica e solar. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, disponível em <http://www.fe.up.pt>, acedido a última vez em Junho de 2009.
- [12] Ministério do Ambiente do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional. Fórum para as alterações climáticas. Disponível em <http://www.maotdr.gov.pt/>, acedido a última vez em Março de 2009.

- [13] National Geographic Portugal. Bio combustíveis - prós e contras de uma nova energia. Novembro 2007.
- [14] Wikipédia. Portugal. Disponível em <http://pt.wikipedia.org/wiki/Portugal>, acessado a última vez em Junho de 2009.
- [15] EDP Energias de Portugal. Programa eco. Disponível em <http://www.edp.pt/>, acessado a última vez em Junho de 2009.
- [16] Estratégia Nacional de Desenvolvimento Sustentável. Porquê esta estratégia? Disponível em <http://www.desenvolvimentosustentavel.pt/>, acessado a última vez em Março de 2009.
- [17] BCSD Portugal. Energia para um futuro sustentável. Disponível em <http://www.bcsdportugal.org/files/1326.pdf&fileDesc=Powering-Sustainable-Future>, acessado a última vez em Abril de 2009.
- [18] Claudio Monteiro. Apontamentos de produção dispersa. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, disponível em <http://www.fe.up.pt>, acessado a última vez em Junho de 2009.
- [19] Instituto Nacional de Estatística. Anuário estatístico da região algarve - 2007, Dezembro 2008. <http://www.INE.pt/>.
- [20] Fernando Barbosa Maciel. Gestão de energia - gestão do diagrama de cargas, 2004. Disponível em [http://paginas.fe.up.pt/~fmb/SEE\\_MEM/Diagrama%20de%20Cargas.pdf](http://paginas.fe.up.pt/~fmb/SEE_MEM/Diagrama%20de%20Cargas.pdf).
- [21] Maria Teresa Costa Pereira da Silva Ponce de Leão. Planeamento de redes de distribuição. Technical report, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 1995.
- [22] Ministério da Economia e da Inovação. Energias renováveis em Portugal. Disponível em <http://www.min-economia.pt/>, acessado a última vez em Junho de 2009.
- [23] Portal das energias renováveis. Eólica. Disponível em [http://www.energiasrenovaveis.com/Area.asp?ID\\_area=3](http://www.energiasrenovaveis.com/Area.asp?ID_area=3), acessado a última vez em Junho de 2009.
- [24] National Renewable Energy Laboratory. Contents of homer. Disponível em <https://analysis.nrel.gov/homer/>, acessado a última vez em Junho de 2009.
- [25] T.E. Baldock G.J. Dalton, D.A. Lockington. Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel. October 2008.
- [26] IP Portugal Institute de Meteorologia. Pressão atmosférica. Disponível em <http://www.meteo.pt/>, acessado a última vez em Junho de 2009.
- [27] Marcelo Leandro Pereira. Optimização do programa de manutenção de centrais térmicas considerando previsões da evolução da procura e dos preços de mercado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, disponível em <http://paginas.fe.up.pt/~fmb/ASE1/>, acessado a última vez em Maio de 2009.

- [28] J. Peças Lopes Vladimiro Miranda Angelo Mendonça, Nuno Fonseca. Robust tuning of power system stabilizers using evolutionary pso. Setember 2003.
- [29] Vladimiro Miranda e Nuno Fonseca. New evolutionary particle swarm algorithm (epso) applied to voltage/var control. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [30] Ministério da Economia. Decreto-lei n.225/2007, 2007.
- [31] António Eduardo Pereira. A inflação e o índice de preços no consumidor, Maio 2001. disponível em <http://alea-estp.ine.pt/html/statofic/html/dossier/doc/dossier3.pdf>.
- [32] Ana Estanqueiro. Energia eólica: Identificação e caracterização do recurso. Disponível em <http://disciplinas.dcm.fct.unl.pt/cce/ficheiros%20pdf/eolica5.pdf>, acedido a última vez em Junho 2009.
- [33] Vladimiro Miranda. Tópicos de matemática financeira - para aplicação em gestão de energia, 2004.



## Anexo A

# Legenda dos diagramas de blocos







## Anexo B

### Solar

#### B.1 Índice de Claridade

Na tabela B.1 mostra a diferença entre os valores calculados aplicando directamente as fórmulas que o manual do retscreen fornece (para valores médios diários e mensais) e os valores obtidos a partir das equações adaptadas para valores horários.

Tabela B.1: Diferença entre os valores médio obtidos pela formulação do RetScreen e a adaptada.

|           | Aplicação directa da expressão 4.6<br>(a partir dos valores mensais) |                                       | Média dos valores Aplicando a expressão 4.7<br>(a partir de valores horários) |                                       |
|-----------|--|---------------------------------------|---|---------------------------------------|
| Mês       | $\overline{Kt}$  | $\eta_{FV}^{final} \text{ médio}(\%)$ | $\overline{Kt} = kt_{médio}^{mensal}$   | $\eta_{FV}^{final} \text{ médio}(\%)$ |
| Janeiro   | 0,506  | 12,61%                                | 0,505   | 12,61%                                |
| Fevereiro | 0,514  | 12,60%                                | 0,515   | 12,60%                                |
| Março     | 0,480  | 12,59%                                | 0,479   | 12,63%                                |
| Abril     | 0,562  | 12,41%                                | 0,561   | 12,53%                                |
| Maio      | 0,592  | 12,25%                                | 0,592   | 12,46%                                |
| Junho     | 0,591  | 12,14%                                | 0,591   | 12,39%                                |
| Julho     | 0,622  | 11,99%                                | 0,623   | 12,23%                                |
| Agosto    | 0,660  | 11,93%                                | 0,659   | 12,09%                                |
| Setembro  | 0,601  | 12,06%                                | 0,599   | 12,13%                                |
| Outubro   | 0,587  | 12,21%                                | 0,586   | 12,22%                                |
| Novembro  | 0,566  | 12,39%                                | 0,563   | 12,40%                                |
| Dezembro  | 0,570  | 12,51%                                | 0,572   | 12,50%                                |
| Anual     | 0,581  | 12,31%                                | 0,570   | 12,40%                                |

Após observar os valores da tabela B.1 verifica-se que, as diferenças não são muito significativas, porém existem. O cálculo efectuado para uma base horária permite evitar a acumulação de erros garantindo uma maior robustez, conclui-se que, a formulação adaptada para valores horários é de qualidade superior oferecendo consequentemente melhores resultados.

Apresentam-se também nas figuras B.1 e B.2 os gráficos que ilustram as diferenças inerentes a tabela B.1.

Mais uma vez destaca-se o facto da diferença dos valores do índice de claridade média  $\overline{KT}$  e do rendimento serem mínimas. Todavia, também se observa que os valores do rendimento apresentam maiores diferenças, isto resulta da acumulação do erro que foi obtido usando a formulação do Retscreen. A diferença no valor de  $\overline{KT}$  não é tão notável devido a ser um dos primeiros cálculos efectuados pelo que ainda não existe grande acumulação de erros.

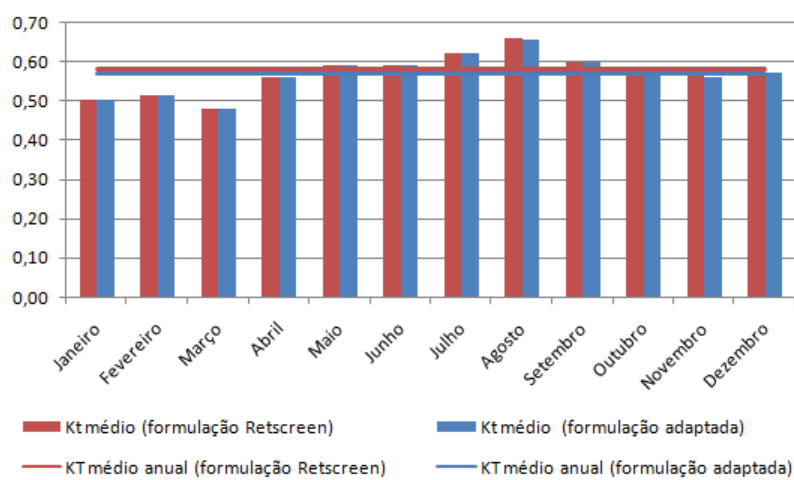


Figura B.1: Comparação do KT médio mensal

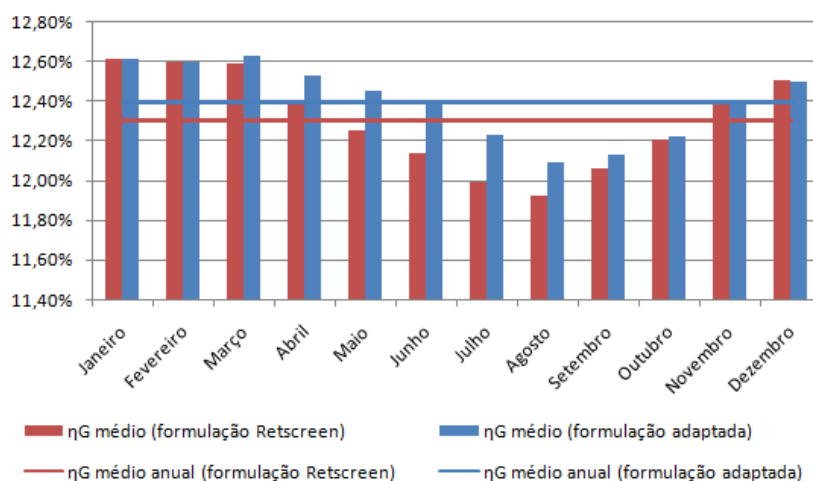


Figura B.2: Comparação do rendimento médio mensal do gerador

## Anexo C

# Eólica

### C.1 Factor de Forma

O factor de forma  $k$  é uma actua na largura da distribuição de probabilidade dos ventos (distribuição de Weibull). A figura C.1 ilustra três distribuições de Weibull, todas com a mesma velocidade média do vento (6 m/s), porém com um valor do factor de forma diferente:

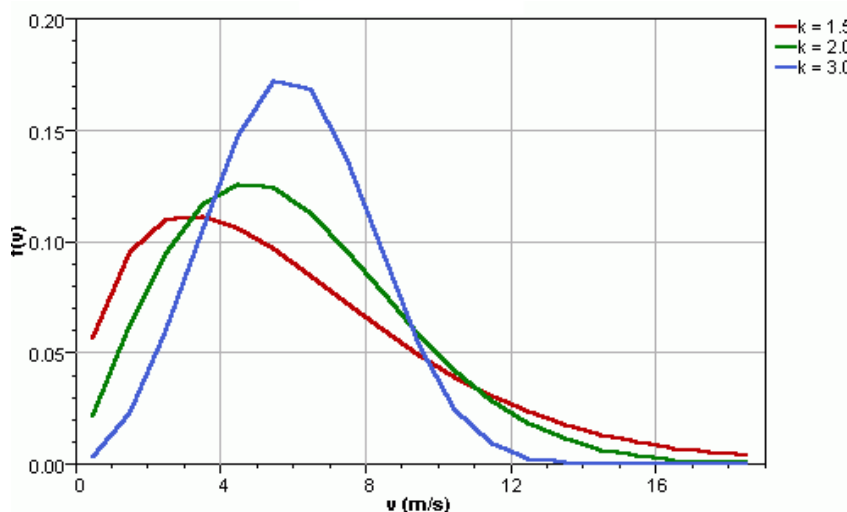


Figura C.1: Influência do factor de forma  $k$  numa distribuição de Weibull.

Observando a figura C.1, verifica-se que baixo factores de forma  $k$  correspondem a distribuições largas, isto significa que estes ventos tendem a variar dentro de uma vasta gama de velocidades. Valores elevados de  $k$  correspondem a um estreitamento da distribuição de Weibull, significa que estes ventos ficam dentro de uma banda restrita de velocidades.

## C.2 HOMER

Esta secção tem por objectivo, perceber melhor alguns parâmetros requeridos pelo HOMER bem como cálculos efectuado que lhe permitem obter os ventos para o ano todo.

### C.2.1 Autocorrelação na velocidade do vento

O factor de autocorrelação indica-nos o quanto a velocidade do vento de uma determinada hora depende das horas anteriores, isto é, informa-nos sobre a influência dos ventos de horas anteriores para as horas seguintes, ora na ausência de autorrelação, significa que cada ponto, neste caso velocidades de vento para uma dada hora é completamente independente dos valores anteriores, traduzindo-se numa série completamente aleatória. Por outro lado, se uma série é fortemente correlacionada, significa que cada valor (velocidades de vento) é fortemente influenciada pelos valores anteriores, verificando-se uma certa "regularidade" na série. O factor de autocorrelação tem valores típicos na ordem dos 0,80 à 0,95.

Nas figuras C.2 e C.3 estão representadas duas séries de ventos com a mesma velocidade média e factor de forma e factores de autorrelação nulo e 0,96 respectivamente.

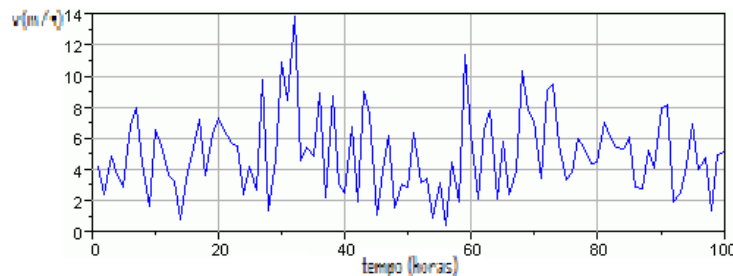


Figura C.2: Série de velocidades do vento sem factor de autocorrelação.

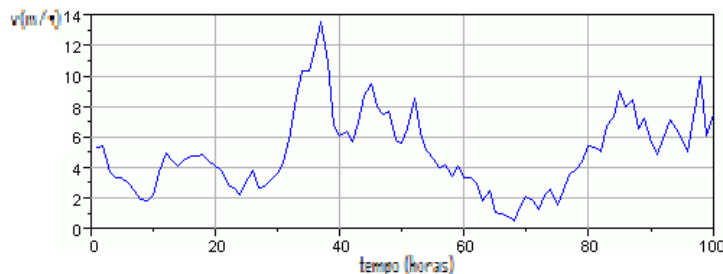


Figura C.3: Série de velocidades do vento com factor de autocorrelação.

De um modo geral, para uma série com valores  $z_1, z_2, z_3, \dots, z_n$  podemos definir o coeficiente de correlação  $r_k$  através da expressão seguinte:

$$r_k = \frac{\sum_{i=1}^{n-k} (z_i - \bar{z})(z_{i+k} - \bar{z})}{\sum_{i=1}^{n-k} (z_i - \bar{z})^2} \quad (\text{C.1})$$

onde  $\bar{z}$  é a média da série. O valor  $r_k$  é a autocorrelação entre dois valores da série separadas de um "atraso"  $k$  no tempo.

A figura C.4 ilustra a função de autorrelação dos ventos para um dado local. Verifica-se que a velocidade do vento é fortemente autocorrelacionada para atrasos pequenos (influência elevada do vento anterior) e ao fim de algum tempo já não é, o que está de acordo com a intuição.

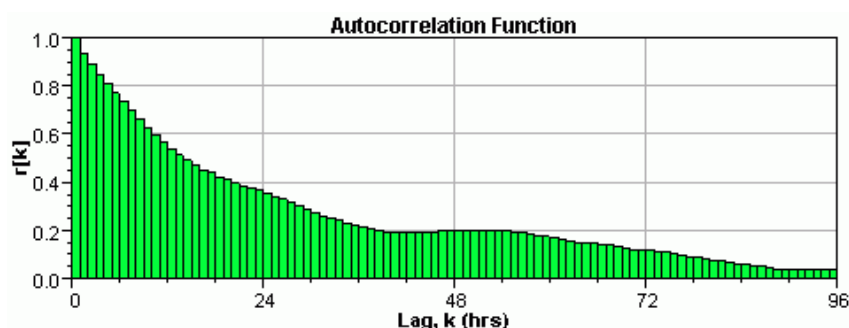


Figura C.4: Função de autocorrelação para a velocidade do vento medida num dado local

Contudo, é inabitual o tipo de vento observado na figura C.4, este não obedece a nenhum tipo de esquema. É frequente os ventos obedecer a um esquema particular, destaca-se aqui os esquemas diários, por exemplo, com tardes mais "ventosas" que a manhã. Este tipo de esquema diário, traduz-se numa oscilação com um período de 24 horas na função de autocorrelação, será portanto usual, neste tipo de esquema existir uma hora precisa para a velocidade máxima do vento. A figura C.5

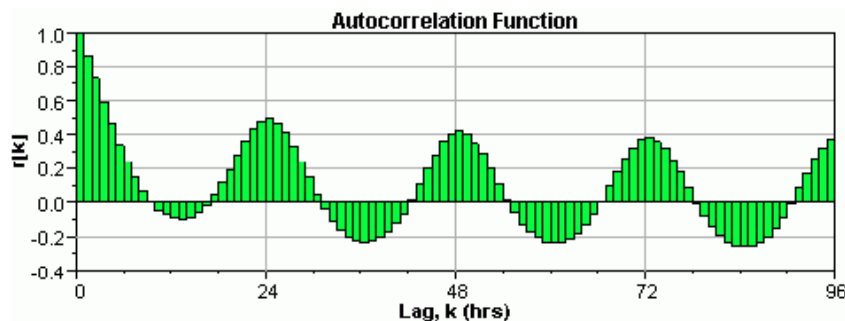


Figura C.5: Função de autocorrelação oscilatória para a velocidade do vento medida num dado local

### C.2.2 Influência da hora do dia

O vento é afectado pela radiação solar que por sua vez apresenta um comportamento regular, sendo assim é normal que o vento também apresenta um comportamento relacionado com a hora do dia. A expressão seguinte equaciona a velocidade do vento para uma dada hora:

$$v_{hora} = v_{média}^{mensal} \left( 1 + \delta \cos \left[ \left( \frac{2\pi}{24} \right) (hora - \phi) \right] \right) \quad (C.2)$$

onde  $v_{média}^{mensal}$  é a velocidade média mensal do vento,  $\phi$  a hora de pico do vento e  $\delta$  o coeficiente de influência da hora do dia. Os valores de  $\delta$  situam-se entre 0 e 1, para um valor de 0 significa que a hora do dia não tem influência na velocidade e que a velocidade não terá grandes variações de amplitude, por outro lado um valor de 1 implica que a velocidade depende inteiramente da hora do dia, logo a variação da amplitude será elevada. Sendo assim, o valor do padrão diurno também define a variação do vento ao longo do dia, atribuindo um determinado perfil.

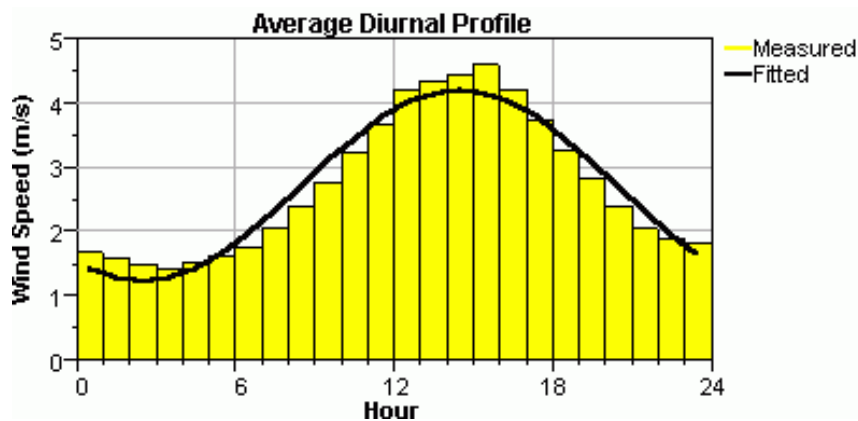


Figura C.6: Vento medido e calculado pela função C.2.

### C.2.3 Tabelas

Tabela C.1: Valores do factor de rugosidade para os diferentes tipos de terreno

[24]

| Descrição do Terreno                 | $Z_0$   |
|--------------------------------------|---------|
| Muito Liso, Gelo ou Lama             | 0,00001 |
| Mar Calmo e Aberto                   | 0,0002  |
| Mar Agitado                          | 0,0005  |
| Superfície com Neve                  | 0,003   |
| Relvado, Pasto muito Plano/Liso      | 0,008   |
| Pasto Acidentado                     | 0,01    |
| Terra Batida/Lavrada                 | 0,03    |
| Campo Cultivado                      | 0,05    |
| Algumas Árvores                      | 0,1     |
| Bastantes Árvores, alguns Edifícios  | 0,25    |
| Arvoredos e Florestas                | 0,5     |
| Subúrbios                            | 1,5     |
| Centros da Cidade, Grandes Edifícios | 3       |





## Anexo D

# Decreto Lei da Remuneração

### D.1 Remuneração da PRE

As instalações licenciadas ao abrigo dos Decretos-Leis n.os 189/88, de 27 de Maio, e 312/2001, de 10 de Dezembro, designadas por centrais renováveis, serão remuneradas pelo fornecimento da electricidade entregue à rede do sistema eléctrico português (SEP) através da fórmula seguinte:

$$VRD_m = \{KMHO_m \cdot [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m \cdot Z\} \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{1 - LEV} \quad (D.1)$$

- $VRD_m$  - é a remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- $KMHO_m$  - é um coeficiente que modula os valores de  $PF(VRD)_m$ , de  $PV(VRD)_m$  e de  $PA(VRD)_m$  em função do posto horário em que a electricidade tenha sido fornecida;
- $PF(VRD)_m$  - é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $PV(VRD)_m$  - é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $PA(VRD)_m$  - é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $IPC_{m-1}$  - é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente;
- $Z$  - é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;
- $IPC_{ref}$  - é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável (ver página do INE)

- *LEV* - representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

### D.1.1 Factor da Modulação Tarifária

Relativamente à modulação tarifária traduzida pelo coeficiente  $KMHO_m$ , as centrais renováveis deverão decidir, no acto do licenciamento, se optam ou não por ela, com excepção das centrais hídricas para as quais esta é obrigatória. Para as centrais renováveis que, no acto de licenciamento e nos termos do número anterior, tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente  $KMHO$ , este tomará o seguinte valor:

$$KMHO_m = \frac{KMHO_{pc} \cdot ECR_{pc,m} + KMHO_v \cdot ECR_{v,m}}{ECR_m} \quad (D.2)$$

- $KMHO_{pc}$  é um factor que representa a modulação correspondente a horas cheias e de ponta, toma o valor de 1,15 para as centrais hídricas e o valor de 1,25 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, e instalações de bombagem;
- $ECR_{pc,m}$  é a electricidade produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta do mês  $m$ , expressa em kWh;
- $KMHO_v$  é um factor que representa a modulação correspondente a horas de vazio, o qual, toma o valor de 0,80 para as centrais hídricas e o valor de 0,65 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio;
- $ECR_{vm}$  é a electricidade produzida pela central renovável nas horas de vazio (kWh);
- $ECR_m$  - é a electricidade produzida pela central renovável (kWh).

Para as centrais renováveis que, no acto de licenciamento e nos termos do nº3 da Republicação do anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, não tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente  $KMHO_m$ , este tomará o valor 1.

### D.1.2 Cálculo da parcela fixa

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \cdot COEF_{pot,m} \cdot POT_{med,m} \quad (D.3)$$

- $PF(U)_{ref}$  - é o valor unitário de referência, deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção

é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção, corresponde a 5,44 €/mês (valor anual de 65,28 €/kW).

- $POT_{med,m}$  é a potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública no mês  $m$  (kW);

$$POT_{med,m} = \min \left( POT_{dec}, \frac{ECR_m}{24 \times NDM_m} \right) \quad (D.4)$$

- $COEF_{pot,m}$  é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, no mês  $m$ , para a garantia de potência proporcionada pela rede pública;

$$COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} = \frac{ECR_m / POT_{dec}}{0,80 \times 24 \times NDM_m} = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}} \quad (D.5)$$

- $NHP_{ref,m}$  é o número de horas que a central renovável funcionou à potência de referência no mês  $m$ , o qual é avaliado pelo quociente  $ECR_m / POT_{dec}$ ;
- $NHO_{ref,m}$  é o número de horas que servem de referência para o cálculo, no mês  $m$ , de  $COEF_{pot,m}$ , o qual é avaliado pelo produto  $0,80 \times 24 \times NDM_m$ ;
- $POT_{dec}$  é a potência da central, declarada pelo produtor no acto de licenciamento kW;
- $NDM_m$  = dias do mês, assumindo 30.

### D.1.3 Cálculo da parcela variável

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \cdot ECR_m \quad (D.6)$$

- $PV(U)_{ref}$  - é o valor unitário de referência, Deve corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável, corresponde a 0,036 €/kWh.

### D.1.4 Cálculo da parcela ambiental

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \cdot CCR_{ref} \cdot ECR_m \quad (D.7)$$

- $ECE(U)_{ref}$  - é o valor unitário de referência para as emissões de  $CO_2$  evitadas pela central renovável, o qual, deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável, toma o valor de  $2 \times 10^{-5}$  €/g e será utilizado em cada central durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;
- $CCR_{ref}$  é o montante unitário das emissões de  $CO_2$  da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kWh e será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;
- $ECE(U)_{ref} * CCR_{ref}$  corresponde a 0,0074 €/kWh.
- $IPC_{m-1}$  - é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente.
- $IPC_{ref}$  - é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável (ver página do INE).
- $IPC_{m-1}/IPC_{ref}$  - representa uma actualização relativamente ao início do fornecimento da central.
- LEV representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável:
  - 0,015 no caso de centrais com potência maior ou igual a 5 MW;
  - 0,035 no caso de centrais com potência menor que 5 MW.

### D.1.5 Majoração ambiental (Z)

## D.2 Período de Hora Legal

### D.2.1 Horas de vazio, cheias e pontas

Os períodos de hora legal para efeitos de cálculos do coeficiente de modulação tarifária  $KMHO_m$  considera-se que:

- No período de hora legal de Inverno, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.
- No período de hora legal de Verão, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 9 e entre as 23 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.

Tabela D.1: Majoração ambiental (Z)

| Tipo de PRE  | Z                                    |
|--|--------------------------------------|
| Central Eólica   | 4,6                                  |
| Central Hídrica com POTdec até 10 MW   | 4,5                                  |
| Central Hídrica com POTdec 10 MW até 30MW  | $4,5 - (\text{PotDEC} - 10) * 0,075$ |
| Central Hídrica com POTdec maior que 30MW  | A definir pela Portaria              |
| Instalações de Bombagem  | 0                                    |
| Centrais FV c/ pot $\leq 5\text{kW}$   | 52                                   |
| Centrais FV c/ pot $> 5\text{kW}$  | 35                                   |
| Solar Termoeléctrica c/ pot $\leq 10\text{MW}$   | 29,3                                 |
| Solar Termoeléctrica c/ pot $> 10\text{MW}$  | Portaria(15 a 20)                    |
| FV e termoeléctrica de microgeração (edifícios) c/ pot $\leq 5\text{kW}$                 | 55                                   |
| FV e termoeléctrica de microgeração (edifícios) c/ pot $> 5\text{kW}$ e $< 150\text{kW}$ | 40                                   |
| Biomassa Florestal residual  | 8,2                                  |
| Biomassa Animal  | 7,5                                  |
| Valorização resíduos por digestão anaeróbica, RSU, ETARs e Agrícolas                     | 9,2                                  |
| Centrais de valorização de Biogás de aterro  | 7,5                                  |
| Valorização Energética da Queima (RSU indiferenciados)                                   | 1                                    |
| Valorização Energética da Queima (Combustíveis derivados de resíduos)                    | 3,8                                  |
| Energia das ondas ( $< 4\text{ MW}$ até $20\text{MW}$ nacional)                          | 28,4                                 |
| Energia das ondas ( $< 20\text{MW}$ até $100\text{MW}$ nacional)                         | Portaria (16 a 22)                   |

### D.2.2 Mudança da hora

Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 17/96, de 8 de Março:

#### Artigo 1.º

1. A hora legal de Portugal continental coincide com o tempo universal coordenado (UTC) no período compreendido entre a 1 hora UTC do último domingo de Outubro e a 1 hora UTC do último domingo de Março seguinte (hora de Inverno).
2. A hora legal coincide com o tempo universal coordenado aumentado de sessenta minutos no período compreendido entre a 1 hora UTC do último domingo de Março e a 1 hora UTC do último domingo de Outubro (hora de Verão).

#### Artigo 2.º

As mudanças de hora efectuar-se-ão adiantando os relógios de sessenta minutos à 1 hora UTC do último domingo de Março e atrasando-os de sessenta minutos à 1 hora UTC do último domingo de Outubro seguinte.



## Anexo E

# Introdução à Matemática Financeira

O presente anexo introduz os conceitos de matemática financeira, textos retirados dos apontamentos do professor Vladimiro Miranda [33].

Aquando da realização de um projecto uma das etapas fundamentais consiste na avaliação da sua viabilidade, é necessário equacionar panoramas em que coexistem investimentos pontuais (realizados numa data específica) com rendimentos periódicos. Será efectuado uma introdução aos cálculos de valor económicos comparativos de soluções, essenciais para que um Gestor de Energia possa ter um meio de comparação numa base económica.

### E.1 Juros

O juro corresponde ao valor que é pago pelo direito de se utilizar o capital de outra pessoa ou que se recebe como compensação de ceder o nosso capital a outra pessoa. Normalmente o valor do juro é calculado com uma percentagem do capital, sendo que a taxa que é aplicada ao capital para determinar os juros se designa de taxa de juro e é representada pela letra  $i$ .

#### E.1.1 Juro simples

A utilização de um capital, um empréstimo, origina uma prestação periódica de juros, sendo normalmente um período de um ano. A designação de juro simples resulta da adição simples de  $n$  prestações periódicas calculadas como uma percentagem do capital inicial. Dado um Capital inicial  $C_0$ , o juro  $J$  resultante da aplicação de uma taxa anual  $i$ , durante  $n$  anos, é dado pela equação:

$$J_{\text{simples}} = niC_0 \quad (\text{E.1})$$

### E.1.2 Juro composto

Fala-se de juros compostos quando o juro devido anualmente é somado ao capital inicial, isto é, incrementa o capital em dívida e passa a contar para o cálculo do juro dos períodos seguintes. De acordo com o que foi dito facilmente se vê que um capital  $C_0$  em dívida, com juros compostos, equivale no ano  $n$  a um capital  $C_n$  que se calcula por:

$$C_n = C_0(1+i)^n \quad (\text{E.2})$$

Onde  $C_n$  é o valor devido no ano  $n$  por um capital que se utiliza no ano 0 e que está sujeito a juro composto à taxa anual  $i$ , isto é, quando não há pagamentos intermédios (amortizações parcelares) do capital. Esta fórmula estabelece uma equivalência entre capitais em tempos distintos, contudo normalmente esta apresenta-se com outro aspecto, permitindo calcular a actualização de um capital considerando no ano  $n$ :

$$C_0 = \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad (\text{E.3})$$

## E.2 Rendas

A renda  $R$  é uma prestação periódica de valor nominal constante. Uma das aplicações mais interessantes consiste em saber qual o capital equivalente hoje de uma renda a receber durante  $n$  anos. Conjugando a expressão do capital equivalente de uma renda no ano  $n$  com a expressão da actualização de um capital para o ano zero, obtém-se:

$$C_0 = R \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (\text{E.4})$$

Esta expressão permite calcular a capitalização de uma renda para  $n$  anos e taxa  $i$ , ou seja, converte o pagamento periódico de  $n$  anos num único capital no instante inicial. Para além disso, o inverso da fórmula corresponde à anualização de um capital, ou seja, possibilita o cálculo da renda que equivale a um determinado capital.

## E.3 Resumo

Pela combinação das equações [E.2](#), [E.3](#) e/ou [E.4](#) ainda é possível obter outras fórmulas também essenciais:

## E.4 Taxas nominais e reais

Tratando o valor do capital como os bens pelos quais este pode ser trocado, com o decorrer do tempo assistimos que se necessita de mais capital para adquirir o mesmo



|                            | Para o ano 0                           | Para o ano $n$                  |
|----------------------------|--|---------------------------------|
| Actualização do capital    | $C_0 = \frac{C_n}{(1+i)^n}$            | $C_n = C_0(1+i)^n$              |
| Capitalização de uma renda | $C_0 = R \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$ | $C_n = R \frac{(1+i)^n - 1}{i}$ |
| Anualização de um capital  | $R = C_0 \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ | $R = C_n \frac{i}{(1+i)^n - 1}$ |

Tabela E.1: Resumo das fórmulas de matemática financeira.

bem. O valor do capital desvaloriza e o preço dos bens está sujeito a inflação, apesar do capital ser o mesmo passado um tempo já não compra a mesma quantidade de bens.

Da expressão em baixo referida concluímos que quando as taxas são pequenas, o produto  $it$  fica muito menor do que  $t$  ou  $i$  sendo possível desprezar.

$$i_{nom} = i + t + it \quad (E.5)$$

Essa é a razão pela qual se diz que a taxa de juro real é igual à taxa nominal menos a inflação.

$$i \approx i_{nom} - t \quad (E.6)$$

Assim é permitido efectuar os cálculos financeiros em termos de valores de poder aquisitivo do capital em vez de valor nominal do capital, ou seja, a trabalhar com taxas de juro real em vez das taxas nominais e assumir que o processo decorre sem inflação, é o que se designa de cálculo a preços constantes.

Na análise realizada todos os cálculos são efectuados a um preço constante e a juros reais uma vez que simplifica os cálculos sem introduzir qualquer erro.

## E.5 Fluxos financeiros

O diagrama de fluxo tem por objectivo simbolizar graficamente os movimentos de capital, positivos e negativos de forma a tornar mais perceptível o problema em estudo. Nestes a linha horizontal corresponde a uma escala de tempo da esquerda para a direita e as setas verticais, orientadas para baixo, correspondem a desembolso enquanto as orientadas para cima correspondem a recebimento.

## E.6 Valor Actual Líquido (VAL)

No cálculo do VAL entram todos os investimentos, rendas e os valores residuais. A expressão geral é dada por:

$$VAL = \sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (E.7)$$

em que  $FC_k$  é o fluxo de caixa no instante  $k$ .

No instante  $k=0$ ,  $FC_0$  corresponde ao investimento inicial e tem de ser considerado com sinal negativo, assim como todas as componentes de custo  $FC$ , enquanto as componentes de benefício devem ter sinal positivo.

$$VAL = \sum_{k=0}^n \frac{-investimento_k}{(1+i)^k} + \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{ValorResidual}{(1+i)^n} \quad (E.8)$$

Se o valor do VAL for positivo o projecto será economicamente viável, porque permite cobrir o investimento, gerar a remuneração exigida pelo investidor (o custo de oportunidade) e ainda excedentes financeiros. A situação de o VAL ser 0 é um caso limite, em que o investidor ainda recebe a remuneração exigida, contudo quando o VAL for negativo o projecto é economicamente inviável.

## E.7 Taxa interna de rendibilidade (TIR)

Este método permite o cálculo de uma taxa de juro relativamente à renumeração do capital obtido, ou seja, de uma forma mais simplificada consiste no valor da taxa que no final de  $n$  anos iguala o VAL a zero. Para determinar este valor basta resolver a seguinte equação em ordem a  $i$ :

$$0 = \sum_{k=0}^n \frac{-investimento_k}{(1+i)^k} + \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{ValorResidual}{(1+i)^n} \quad (E.9)$$

O valor obtido diz-nos até que valores da taxa os capitais investidos podem ser renumerados de forma ao projecto ser viável. Quando este valor é superior ao custo de oportunidade ( $i\%$ ), o projecto é economicamente atraente e viável, sendo a distância entre estas um indicador da robustez da solução face ao risco.

## E.8 Período de recuperação do investimento (PRI)

Este método calcula o número de anos necessários para que o capital inicial seja recuperado. Este método dispõe de duas fórmulas de cálculo:

- uma aproximada em que se reparte o valor capitalizado dos fluxos de caixa pelo número de anos do projecto

$$PRI = \frac{\sum_{k=0}^n \frac{Investimento_k}{(1+i)^k}}{\frac{1}{n} \left( \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{ValorResidual}{(1+i)^n} \right)} \quad (E.10)$$

- E uma exacta, em que se reduz os fluxos de caixa a uma renda equivalente e depois verifica-se qual o  $n$  que conduz a que, à taxa do custo de oportunidade, a renda equilibre o investimento

O índice PRI deve ser usado fundamentalmente como índice de risco e não como comparador de projectos, principalmente quando as alternativas têm tempos de vida diferentes. Como critério de risco são mais atraentes os projectos que recuperam o capital mais rápido.

De salientar que no caso do tempo de vida ser o mesmo, os três métodos conduzem às mesmas soluções.



## Anexo F

# Resultados

### F.1 Cenários extremos

Tabela F.1: Resultados obtidos nos cenários extremos para consumidores BTN Doméstico.

| BTN_D                  | Potências BTN (kVA) | NºLotes/fracções | Energia Anual (kWh) |          |             | Energia Anual (kWh) |         |             |
|------------------------|---------------------|------------------|---------------------|----------|-------------|---------------------|---------|-------------|
|                        |                     |                  | Por fracção         | Total    | TOTAL (kWh) | Por fracção         | Total   | TOTAL (kWh) |
| Classe C               | 2,30                | 0,00             |                     | 0        | 123310      |                     | 0       | 23804       |
|                        | 3,45                | 0,00             |                     | 0        |             |                     | 0       |             |
|                        | 4,60                | 0,00             |                     | 0        |             |                     | 0       |             |
|                        | 5,75                | 0,00             |                     | 0        |             |                     | 0       |             |
|                        | 6,90                | 0,00             |                     | 0        |             |                     | 0       |             |
|                        | 10,35               | 0,00             |                     | 0        |             |                     | 0       |             |
|                        | 13,80               | 11,00            |                     | 0        |             |                     | 0       |             |
|                        | 17,25               | 170,00           | 11210               | 123310   |             | 2164                | 23804   |             |
| Classe A               | 20,70               | 0,00             | 14728               | 2503760  | 42281960    | 3622                | 615740  | 8936555     |
|                        | 27,60               | 360,00           |                     | 0        |             |                     | 0       |             |
|                        | 34,50               | 153,00           | 72551               | 26118360 |             | 16409               | 5907240 |             |
|                        | 41,40               | 0,00             | 89280               | 13659840 |             | 15775               | 2413575 |             |
|                        | Total               | 694,00           |                     | 0        |             |                     | 0       |             |
|                        | TOTAL:              | 1388             |                     |          |             |                     |         |             |
| Factor Simultaneidade: |                     | 0,00             | →                   |          | 42405270    | →                   |         | 8960359     |
|                        |                     |                  | →                   |          | 9768800     | →                   |         | 2064176     |

Tabela F.2: Resultados obtidos nos cenários extremos para consumidores BTN Comerciais.

| BTN_C                  | Potências BTN (kVA) | NºLotes/fracções | Cenário Extremista Superior |        |        | Cenário Extremista Inferior |       |       |
|------------------------|---------------------|------------------|-----------------------------|--------|--------|-----------------------------|-------|-------|
|                        |                     |                  | Por fracção                 | Total  | TOTAL  | Por fracção                 | Total | TOTAL |
| Classe C               | 1,15                | 0,00             |                             | 0      | 11210  |                             | 0     | 2164  |
|                        | 2,30                | 0,00             |                             | 0      |        |                             | 0     |       |
|                        | 3,45                | 0,00             |                             | 0      |        |                             | 0     |       |
|                        | 4,60                | 0,00             |                             | 0      |        |                             | 0     |       |
|                        | 5,75                | 0,00             |                             | 0      |        |                             | 0     |       |
|                        | 6,90                | 0,00             |                             | 0      |        |                             | 0     |       |
|                        | 10,35               | 0,00             |                             | 0      |        |                             | 0     |       |
|                        | 13,80               | 1,00             | 11210                       | 11210  |        | 2164                        | 2164  |       |
| Classe A               | 17,25               | 1,00             | 14728                       | 14728  | 216734 | 3622                        | 3622  | 43327 |
|                        | 20,70               | 0,00             |                             | 0      |        |                             | 0     |       |
|                        | 27,60               | 0,00             |                             | 0      |        |                             | 0     |       |
|                        | 34,50               | 1,00             | 89280                       | 89280  |        | 15775                       | 15775 |       |
|                        | 41,40               | 1,00             | 112726                      | 112726 |        | 23930                       | 23930 |       |
|                        | TOTAL:              | 4                |                             |        |        |                             |       |       |
| Factor Simultaneidade: |                     | 0,75             | →                           |        | 227944 | →                           |       | 45491 |
|                        |                     |                  | →                           |        | 170958 | →                           |       | 34118 |

Tabela F.3: Resultados obtidos nos cenários extremos para consumidores BTE.

| Potências BTE (kVA):          |  | NºLotes/fracções |
|-------------------------------|--|------------------|
| 960,00                        |  | 1,00             |
| 320,00                        |  | 1,00             |
| 490,00                        |  | 1,00             |
| 665,00                        |  | 1,00             |
| 1295,00                       |  | 1,00             |
| 167,50                        |  | 1,00             |
| 150,00                        |  | 1,00             |
| <b>TOTAL:</b>                 |  | <b>4</b>         |
| <b>Factor Simultaneidade:</b> |  | <b>0,80</b>      |

| Cenário Extremista Superior |                 |
|-----------------------------|-----------------|
| Energia Anual (kWh)         |                 |
| Por fracção                 | Total           |
| 2785834                     | 2785834         |
| 922666                      | 922666          |
| 1417570                     | 1417570         |
| 1927030                     | 1927030         |
| 3761086                     | 3761086         |
| 478709                      | 478709          |
| 427763                      | 427763          |
| →                           | <b>1,17E+07</b> |
| →                           | <b>9,38E+06</b> |

| Cenário Extremista Inferior |                 |
|-----------------------------|-----------------|
| Energia Anual (kWh)         |                 |
| Por fracção                 | Total           |
| 523095                      | 523095          |
| 174300                      | 174300          |
| 266949                      | 266949          |
| 362322                      | 362322          |
| 705668                      | 705668          |
| 91189                       | 91189           |
| 81651                       | 81651           |
| F.S →                       | <b>2,21E+06</b> |
| F.S →                       | <b>1,76E+06</b> |

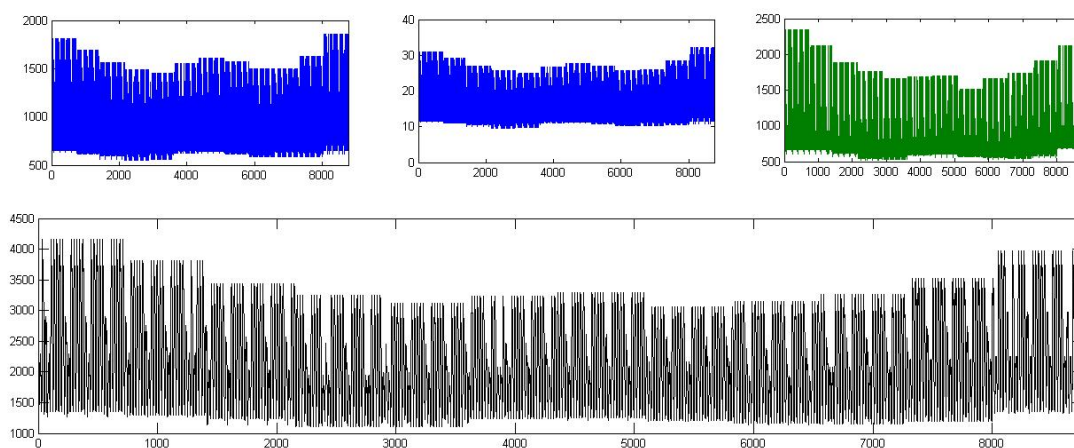


Figura F.1: Diagramas de cargas para o cenário extremo superior.

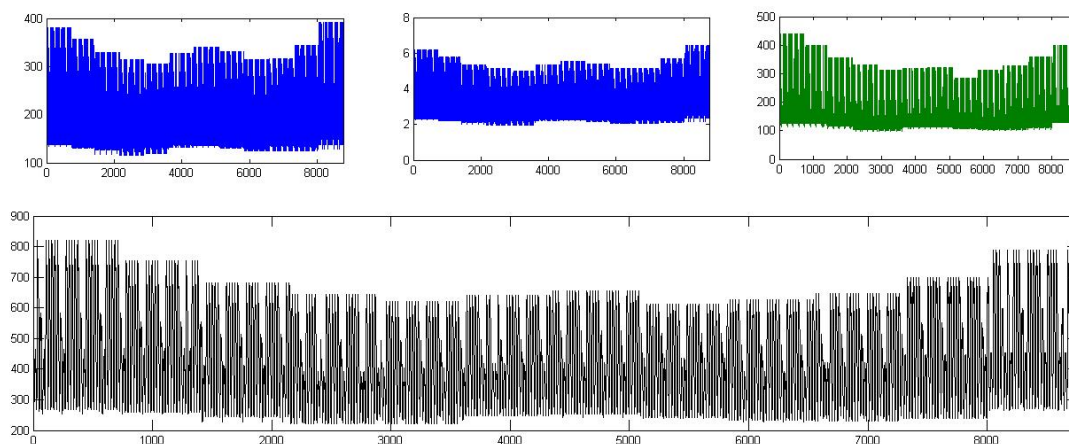


Figura F.2: Diagramas de cargas para o cenário extremo inferior.